

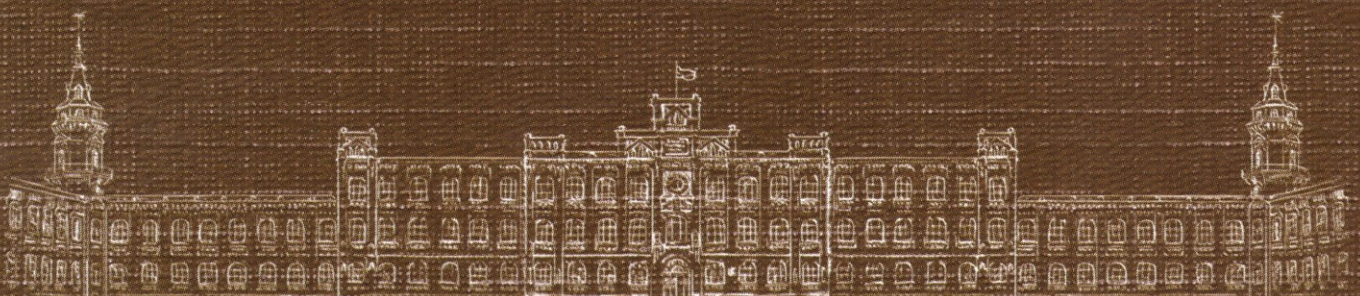


Національний технічний
університет України
«Київський
політехнічний
інститут»



В. Б. Абрамов
В. О. Бржезицький
О. Р. Проценко

**Приймальні та експлуатаційні
випробування електроустаткування**



Міністерство освіти і науки України
Національний технічний університет України
«Київський політехнічний інститут»

В. Б. Абрамов
В. О. Бржезицький
О. Р. Проценко

Приймальні та експлуатаційні випробування електроустаткування

Навчальний посібник

*Рекомендовано Міністерством освіти і науки України
як навчальний посібник для студентів вищих навчальних закладів,
які навчаються за спеціальністю «Техніка та електрофізика високих напруг»*

Київ
НТУУ «КПІ»
2015

УДК 621.315.6(075.8)
ББК 31.27я7
А16

*Рекомендовано Міністерством освіти і науки України
(Лист № 1/11-10994 від 15.07.2014 р.)*

Рецензенти: *В. В. Козирський*, д-р техн. наук, проф.,
Національний університет біоресурсів
і природокористування України

В. П. Куєвда, канд. техн. наук, проф.,
Національний університет харчових технологій

Відповідальний редактор *В. М. Козюра*, канд. техн. наук, доц.,
Національний технічний університет України
«Київський політехнічний інститут»

Абрамов В. Б.

А16 Приймальні та експлуатаційні випробування електро-
устаткування : навч. посіб. / В. Б. Абрамов, В. О. Бржезицький,
О. Р. Проценко. – К. : НТУУ «КПІ», 2015. – 218 с. – Бібліогр. :
с. 209–211. – 300 пр.
ISBN 978-966-622-718-1

На основі теорії електрофізичних явищ у діелектриках розглянуто основні залежності, що характеризують процеси у високовольтній ізоляції. Систематизовано сучасні методи визначення стану електроустаткування. Наведено рекомендації щодо прогнозування залишкового ресурсу ізоляційних конструкцій в експлуатації. Викладено загальні питання неруйнівних та руйнівних випробувань електроустаткування з урахуванням технічного стану, терміну його служби та результатів діагностування.

Для студентів вищих навчальних закладів, які навчаються за спеціальністю «Техніка та електрофізика високих напруг». Посібник може бути корисним для студентів інших електротехнічних спеціальностей, а також працівників, що обслуговують високовольтне електроустаткування на електричних станціях та підстанціях, в електромережах та на заводах-виготовлювачах електрообладнання.

УДК 621.315.6(075.8)
ББК 31.27я7

ISBN 978-966-622-718-1

© В. Б. Абрамов, В. О. Бржезицький,
О. Р. Проценко, 2015
© НТУУ «КПІ» (ФЕА), 2015

Перелік умовних скорочень та позначень

- АФД – амплітудно-фазова діаграма.
АЦП – аналого-цифровий перетворювач.
БАК – блок автоматичного керування.
БЖ – блок живлення.
БРК – блок ручного керування.
БЦІ – блок цифрової індикації.
ВН – ввід високої напруги.
ВП – вимірювальний пристрій.
ЕО – електронний осцилограф.
ЗП – зарядний пристрій.
ІТ – іспитовий трансформатор.
ІЧ – інфрачервоний.
К – комутатор.
МП – масштабний перетворювач.
ПВН – вивід вимірювальної обкладинки високовольтного вводу з ізоляцією конденсаторного типу.
ПК – персональний комп'ютер.
ПНК – перетворювач напруги в код.
РПН – пристрій регулювання напруги силових трансформаторів під навантаженням.
СН – ввід середньої напруги.
Сч – лічильник імпульсів.
 $T_{\text{и}}$ – тривалість імпульсу.
 $У_{\text{ш}}$ – широкосмуговий підсилювач.
ХАРГ – хроматографічний аналіз розчинених в маслі газів.
ХХ – дослід холостого ходу.
ЧР – частковий розряд;
 $C_{\text{абс}}$ – абсорбційна ємність;
 $C_{\text{х}}$ – електрична ємність ізоляції устаткування та його складових.
 H_2 , CH_4 , C_2H_6 , C_2H_4 , C_2H_2 , CO та CO_2 – гази, концентрація яких визначається під час проведення ХАРГ, а саме водень, метан, етан, етилен, ацетилен, окис вуглецю та двоокис вуглецю, відповідно;
 $I_{\text{абс}}$ – струм абсорбційної складової (уповільненої поляризації) в багатошаровому діелектрику.
 $I_{\text{ном}}$ – номінальний струм устаткування.

Перелік умовних скорочень та позначень

- $I_{пр}$ – струм наскрізної провідності через діелектрик.
- $I_{роб}$ – робочий струм навантаження устаткування.
- I_{xx} – струм неробочого («холостого») ходу.
- $K_{абс}$ – коефіцієнт абсорбції.
- $K_{тр}$ – коефіцієнт трансформації.
- P_{xx} – втрати неробочого («холостого») ходу.
- R_{60} – електричний опір ізоляції устаткування та його складових, у разі вимірювання значення цього опору через 60 с з моменту подавання напруги.
- $R_{із}$ – електричний опір ізоляції устаткування та його складових.
- $R_{ом}$ – опір струмопровідних частин устаткування постійному струму.
- T_c – передрозрядний час імпульсу.
- $tg\delta$ – тангенс кута діелектричних втрат ізоляції устаткування та його складових;
- t° – температура нагрівання об'єкта випробувань, коли відповідно до методик випробувань вимагається визначення контрольованих показників за певних температур.
- T_ϕ – тривалість фронту імпульсу.
- $U_{вит}$ – витримувана напруга.
- $U_{згі}$ – напруга зрізаного грозового імпульсу.
- $U_{кі}$ – напруга комутаційного імпульсу.
- $U_{пгі}$ – напруга повного грозового імпульсу.
- $U_{проб}$ – пробивна напруга.
- $U_{p0,5}$ – значення 50% розрядної напруги.
- $U_{ч.р.}$ – напруга виникнення часткових розрядів.
- Z_k – опір обмоток силових трансформаторів короткому замиканню.
- $\delta T_{0,5}$ – надлишкова температура у разі навантаження устаткування струмом, значення якого відповідає $0,5I_{ном}$.
- $\Delta T_{ном}$ – перевищення температури у разі навантаження устаткування струмом, значення якого відповідає $I_{ном}$.
- $\delta T_{роб}$ – надлишкова температура у разі навантаження устаткування струмом, значення якого відповідає $I_{роб}$.
- $\Delta T_{роб}$ – перевищення температури у разі навантаження устаткування струмом, значення якого відповідає $I_{роб}$.
- $\sim U$ та $=U$ – напруга змінного та постійного струму, відповідно.
- $0,5I_{ном}$ – струм навантаження устаткування у разі, коли значення цього струму становить 50% від $I_{ном}$.

Передмова

Випробування відносяться до заходів, що проводяться для перевірки відповідності характеристик електроустаткування тим вимогам, які встановлюються з огляду на можливість роботи даного устаткування без пошкоджень в умовах дії експлуатаційних факторів.

Випробуванням устаткування підлягає як на стадіях проектування і виготовлення, так і в процесі його експлуатації. Через достатньо великий спектр характеристик, що повинні визначатись під час випробувань, ті чи інші випробування (залежно від їх специфіки) організовуються і виконуються фахівцями різного профілю знань.

Враховуючи те, що навчальна дисципліна «Приймальні та експлуатаційні випробування електроустаткування» призначена в основному для вивчення студентами спеціальності «Техніка та електрофізика високих напруг», укладачі цього навчального посібника головну увагу приділили питанням випробувань, які можуть свідчити про наявність або відсутність дефектів чи змін характеристик, що призведуть до втрати електричної міцності ізоляційних конструкцій. Тому, при опрацюванні даного посібника слід мати на увазі, що перелік випробувань якогось із видів або типів електроустаткування може бути ширшим, ніж викладено тут. Слід також зазначити, що основною метою цього посібника є викладення загальних засад проведення ряду вказаних випробувань без деталізованого розгляду випробувань устаткування конкретного виду чи типу, оскільки вони повинні бути предметом окремого дослідження у разі виникнення такої необхідності.

Вступ

Безперервне постачання електричної енергії споживачам значною мірою залежить від працездатності електроустаткування (далі за текстом – устаткування), розміщеного на всіх ділянках цього процесу, починаючи від генерації вказаної енергії і закінчуючи її розподіленням між споживачами.

Передумови знаходження у працездатному стані протягом достатньо тривалого часу закладаються ще під час конструювання та виготовлення устаткування, коли розробник і виготовлювач цього устаткування забезпечують певну його надійність. Тобто виготовлене устаткування, що надійшло в експлуатацію, повинно без раптових відмов витримувати не тільки робочі навантаження, які відповідають його призначенню, але також і обумовлені наперед та передбачувані (з урахуванням особливостей експлуатації мереж) короточасні перевантаження. Правильність прийнятих та реалізованих для устаткування конструктивних і технологічних рішень перевіряється комплексом випробувань різного призначення. Випробування повинні підтвердити відповідність характеристик виготовленого устаткування встановленим для нього вимогам.

Досягнення і підтримання на належному рівні якості устаткування, а також забезпечення належних рівнів його виробництва та експлуатації – малоімовірне без підпорядкованості їх державній системі стандартизації. Саме різного виду нормативні документи даної системи регулюють і встановлюють вимоги та правила, що дозволяють, зокрема, одержувати та застосовувати передбачувану за якістю та наслідками використання продукцію.

Безумовно, під час знаходження в експлуатації початкові характеристики устаткування змінюються внаслідок впливу різних факторів. Тому надійність його роботи залежить від виконання низки заходів, які підтримують працездатний стан, у т.ч. із своєчасним виявленням та усуненням дефектів, що можуть призвести до відмов чи аварій з перервами у постачанні електричної енергії.

Забезпечення безперервної роботи устаткування в експлуатації можливе у випадку дотримання певних правил і вимог, які регламентують як процес виготовлення, так і процес застосування (експлуатації) устаткування.

Серед заходів, що виконуються згідно з такими правилами та вимогами, серйозна увага приділяється виконанню перевірок характеристик

Вступ

устаткування, які проводяться за допомогою комплексу випробувань. Обсяг випробувань і методики їх проведення встановлюються нормативними документами залежно від види чи типу устаткування, стадій (етапів) випробувань, питань, що вирішуються на підставі випробувань тощо. Нормативними документами крім параметрів, за якими слід перевіряти характеристики устаткування, встановлюються також і значення, яким ці параметри повинні відповідати.

Таким чином, випробування являють собою організовану певним чином систему, що діє на підставі положень, вимог і правил, вказаних у нормативних документах різного рівня і призначення. Залежно від ступеня гармонізації з іншими, згадані нормативні документи мають статус міжнародних, державних, галузевих, відомчих або документів підприємств. Загальноприйнятною вважається така побудова існуючого переліку нормативних документів, коли зазначені документи нижчого рівня дії не суперечать чинним документам вищого рівня.

Знання засад, призначення, вимог проведення тих чи інших випробувань дозволяє персоналу, який виконує ці випробування, отримати необхідні та достовірні результати. Своєчасне та кваліфіковане проведення випробувань забезпечує визначення стану устаткування (відповідності його характеристик необхідним вимогам) і, в кінцевому результаті, підвищення надійності роботи електричних мереж.

ЗАГАЛЬНІ ПИТАННЯ ВИПРОБУВАНЬ ЕЛЕКТРОУСТАТКУВАННЯ

1.1 Випробування – складова системи забезпечення надійності роботи електроустаткування

По відношенню до об'єктів технічного призначення, термін «*надійність*» згідно з ДСТУ 2860 означає властивість об'єкта зберігати протягом певного часу в обумовлених межах значення всіх параметрів, що характеризують його здатність виконувати задані функції у встановлених режимах і умовах використання, технічного обслуговування, ремонтів, зберігання та транспортування.

У відношенні до таких об'єктів надійність роботи значною мірою залежить від їх технічного стану.

Під поняттям «*технічний стан об'єкта*» слід розуміти сукупність властивостей об'єкта, що піддаються змінам в процесі виготовлення чи експлуатації, характеризуються у певний момент часу ознаками, що встановлені технічною документацією на цей об'єкт. В свою чергу, технічна документація повинна містити діагностичні ознаки (параметри, показники), достатні для проведення достовірного діагностування об'єкта як в умовах виробництва, так і в умовах експлуатації, а також допустимі значення кількісних та якісних характеристик властивостей об'єкта.

Для того чи іншого устаткування визначення вказаних показників (параметрів) шляхом обстежень, вимірювань, випробувань тощо, дозволяє зробити висновок про відповідність цього устаткування одному із трьох станів, а саме:

- а) справному (устаткування – є працездатним);
- в) граничному (подальше застосування устаткування недоцільне чи створює ризик відмови);
- б) несправному (устаткування – є непрацездатним).

Стадії та обсяги проведення, номенклатура та кількісне нормування показників, а також методики випробувань певної одиниці (групи) устаткування, як правило, відрізняються залежно від місця чи стадії проведення оцінки технічного стану цього устаткування. Наприклад, проведення даної оцінки виготовлювачем якоїсь одиниці устаткування буде відрізнятися від виконання такої ж оцінки, але вже користувачем цієї ж одиниці устаткування. Проте, у будь-якому з випадків, обсяг випробувань, перелік показників, методики їх визначення і нормовані значення мають відповідати певному для тих чи інших умов переліку чинних нормативних документів.

Надалі будемо застосовувати терміни:

Виготовлювач електроустаткування – об'єднання, підприємство, фірма і т. ін., що виготовлює (виготовило) те або інше конкретне устаткування¹. Виготовлене електроустаткування для гарантування надійного, якісного та безпечного його використання повинно, як і будь-яка інша продукція, відповідати вимогам державних чи міждержавних стандартів, технічних умов або інших, визнаних державною системою стандартизації, документів.

Користувач електроустаткування – об'єднання, підприємство, організація тощо, яке виробляє, передає, розподіляє або споживає електроенергію, використовуючи дане устаткування.

Нормативний документ – стандарт, технічні умови, регламент, а також інші документи, що не є стандартами, але визнаються чинними на державному чи галузевому рівні (норми, правила, інструкції тощо).

1.2 Контроль технічного стану електроустаткування

З метою оцінки технічного стану електроустаткування виготовлювачем або користувачем шляхом випробувань контролюються наступні характеристики:

- а) електроізоляційні характеристики;
- б) електричні та електромагнітні характеристики;
- в) теплові (температурні) характеристики;
- г) механічні характеристики;
- д) фізико-хімічні характеристики проб матеріалів.

Показниками вказаних характеристик, для яких найбільш часто визначаються і порівнюються із встановленими вимогами кількісні (числові)

1 Тут і далі за текстом пояснення застосованих термінів адаптовані до матеріалу, викладеному у цьому посібнику.

чи якісні значення, ϵ , відповідно, такі:

а) опір ізоляції ($R_{із}$), тангенс кута діелектричних втрат ($\text{tg}\delta$), ємність ізоляції (C_x), струм витоку, електрична міцність ізоляції² та ряд інших, що базуються на існуванні в діелектриках різних видів поляризації, у т.ч. на явищах абсорбції – накопичення електричних зарядів у неоднорідних діелектриках. Показник «електрична міцність ізоляції» визначається в процесі випробування підвищеною напругою і полягає не у вимірюванні кількісного значення цього показника, а в тестуванні ізоляції устаткування за принципом – витримує вона чи ні вплив підвищеної електричної напруги певного значення протягом певного проміжку часу. Таке випробування проводиться з прикладанням напруги повного грозового імпульсу ($U_{\text{пгі}}$), зрізаного грозового імпульсу ($U_{\text{згі}}$), комутаційного імпульсу ($U_{\text{кі}}$), а також напруги змінного ($\sim U$), або постійного ($=U$) струму. Під час випробувань $=U$ вимірюється також струм витоку, який не повинен перевищувати певних меж, встановлених нормативними документами;

б) опір обмоток постійному струму ($R_{\text{ом}}$), опір короткому замиканню (Z_k), струм неробочого («холостого») ходу ($I_{\text{хх}}$), втрати неробочого («холостого») ходу ($P_{\text{хх}}$), коефіцієнт трансформації ($K_{\text{тр}}$), полярність відводів та ряд ін.;

в) температури, термограми;

г) зусилля стискування контактів, величини вібрацій, час спрацювання комутаційних елементів, значення тиску і т. ін.;

д) вміст домішок (вологи, газів, забруднень), кислотне число, температура спалаху, пробивна наруга, густина, механічна міцність, а також ціла низка інших показників, котрі повинні вказувати на наявність або відсутність змін ізоляційних, механічних, хімічних, інших характеристик матеріалів, що використані в устаткуванні, з якого відібрана проба, або ж про наявність чи відсутність дефектів в устаткуванні, що спричинили до розкладу цих матеріалів з утворенням його продуктів, які можуть бути віднайдені в пробах

2 Може скластись враження, що спосіб визначення даного показника у найбільш повній мірі відповідає процедурі, яка має назву «випробування устаткування». Проте ми не можемо відокремлювати його від визначень інших показників (про які вірніше було б казати, як про «вимірювання» або «обстеження»), оскільки ГОСТ 16504 зазначає, що випробуванням є «експериментальне визначення кількісних та (або) якісних характеристик властивостей об'єкта випробувань як результату впливу на нього, під час його функціонування, при моделюванні об'єкта і (або) впливів».

матеріалів, відібраних з цього устаткування (наприклад хроматографічним аналізом розчинених в пробах масла газів – скорочено ХАРГ).

Склад комплексу (сукупності) ефективних методів, які слід використовувати для оцінки технічного стану електроустаткування, залежить, в основному, від виду та класу напруги даного устаткування.

Вид електроустаткування – це класифікаційна ознака, що відображує, у більшості випадків, особливості застосування (функціональне призначення) даного устаткування незалежно від його номінальних електричних параметрів (потужність, напруга, струм навантаження і т. ін.). Наприклад: силові трансформатори (автотрансформатори), вимірювальні трансформатори, розрядники тощо.

Тип електроустаткування – це класифікаційна ознака, що разом із номінальними електричними параметрами відображає особливості конструктивного виконання даної одиниці або групи одиниць устаткування, що належить, у сукупності з ними, до певного виду.

З метою роз'яснення наведених вище формулювань надамо декілька прикладів позначення типів електроустаткування разом із тлумаченням змісту даних позначень:

а) для силових трансформаторів (автотрансформаторів):

– **ТМ-630/10/0,4** – трифазний (Т) силовий трансформатор без примусового (М) охолодження масла (масло надходить у зовнішні радіатори трансформатора під дією градієнта температур між верхньою та нижньою частинами трансформатора та охолоджується за рахунок природнього відведення тепла у довкілля) потужністю **630** кВА, на напруги **10** і **0,4** кВ;

– **ТДТНГ-40000/110/35/10** – трифазний (Т) силовий трансформатор з примусовим охолодженням радіаторів за рахунок обдування (Д) їх вентиляторами, але без примусового подавання масла в радіатори, із трьома обмотками (Т) різних напруг, з регулюванням під навантаженням (Н), грозостійкий (Г), потужністю **40000** кВА, на напруги **110**, **35**, і **10** кВ;

– **ТДЦ 400000/330/10,5** – трифазний (Т) силовий трансформатор з примусовим охолодженням радіаторів за рахунок обдування (Д) їх вентиляторами і примусовим (циркуляційним) подаванням масла в радіатори за допомогою спеціальних масляних насосів (Ц), регулювання під навантаженням відсутнє, потужністю **400000** кВА, на напруги **330** і **10,5** кВ;

– **АОДЦТН-333000/750/330/110** – автотрансформатор (А) однофазний (О) з примусовим охолодженням радіаторів за рахунок обдування

(Д) їх вентиляторами та примусовим (циркуляційним) подаванням масла в радіатори за допомогою спеціальних масляних насосів (Ц), із трьома обмотками (Т) різних напруг, з регулюванням під навантаженням (Н), потужністю **333000** кВА, на напруги **750, 330 і 110** кВ;

– **АТДЦТН-200000/330/110/35** – автотрансформатор (А) трифазний (Т) з примусовим охолодженням радіаторів за рахунок обдування (Д) їх вентиляторами та примусовим (циркуляційним) подаванням масла в радіатори за допомогою спеціальних масляних насосів (Ц), із трьома обмотками (Т) різних напруг, з регулюванням під навантаженням (Н), потужністю **200000** кВА, на напруги **330, 110** кВ і **35** кВ;

б) для вимірювальних трансформаторів:

– **ТФУМ-330** – вимірювальний трансформатор струму (Т) (використана перша літера від назви російською мовою – «тока») із фарфоровою покриттям (Ф), із У-подібною конструкцією обмотки (У), заповнений маслом (М), на напругу **330** кВ;

– **НКФ-330** – вимірювальний трансформатор напруги (Н) (використана перша літера від назви російською мовою – «напряжения») каскадний (К), із фарфоровою покриттям (Ф), на напругу **330** кВ;

в) для розрядників:

– **РВС-110** – розрядник (Р) вентиляційний (В) станційний (С), призначений для захисту від перенапруг устаткування класу **110** кВ;

– **РВМК-330** – розрядник (Р) вентиляційний (В) з магнітним гасінням дуги (М), комбінований (К), призначений для захисту від грозових та комутаційних перенапруг устаткування класу **330** кВ;

– **ОПН-750/455/20/2100** – обмежувач (О) перенапруг (П) нелінійний (Н), призначений для електричної мережі **750** кВ з найбільшою тривало допустимою напругою **455** кВ, має номінальний розрядний струм – **20** кА та клас пропускної здатності – **5 (2100 А)**.

Наведені приклади вказують на те, що, залежно від виду устаткування, позначення їх типів можуть містити літери, які мають різне (але певне для даного виду устаткування) змістовне тлумачення. Побудова та зміст позначень типів устаткування можуть встановлюватись на підставі чинних нормативних документів (стандартів, технічних умов) або визначатись виготовлювачем устаткування.

1.3 Види випробувань електроустаткування ВИГОТОВЛЮВАЧЕМ

Як вже вказувалось вище, для гарантування надійності, якості та безпечності електроустаткування, воно повинно відповідати вимогам певних нормативних документів. Виготовлене в Україні електроустаткування повинно, в першу чергу відповідати стандартам СНД, України (ГОСТ, ДСТУ) або технічним умовам, які є (див. вище у п 1.1) різновидом нормативного документу. Технічні умови, як правило, встановлюють найбільш повні вимоги до певної одиниці чи групи устаткування, розробляються з урахуванням стандартів, а з окремих питань – містять безпосередньо посилення на стандарти.

Види, обсяги та методи випробування електроустаткування також встановлюються стандартами, а для окремих одиниць – містяться і у відповідних технічних умовах.

Технічним умовам може бути наданий статус стандарту. Наведемо декілька прикладів стандартів (надані мовою оригіналу):

– ГОСТ 16504 «Система государственных испытаний продукции. Испытания и контроль качества продукции. Основные термины и определения»;

– ГОСТ 1516.2 «Электрооборудование и электроустановки переменного тока на напряжение 3 кВ и выше. Общие методы испытаний электрической прочности изоляции»;

– ГОСТ 1516.3 «Электрооборудование переменного тока на напряжения от 1 до 750 кВ. Требования к электрической прочности изоляции»;

– ГОСТ 11677 «Трансформаторы силовые. Технические условия».

Перший із наведених стандартів встановлює незалежно від сфери застосування (наука, техніка, виробництво) терміни та визначення основних понять, які стосуються випробувань, що проводяться для контролю якості продукції (незалежно від того, якою є ця продукція). В ньому наведена також систематизація контролю та випробувань за їх основними ознаками. Уяву про дану систематизацію дає рис. 1.1.³

3 На рис. 1.1 представлено структурну схему вказаної систематизації. Для окремих типів електроустаткування дана схема може бути зміненою.

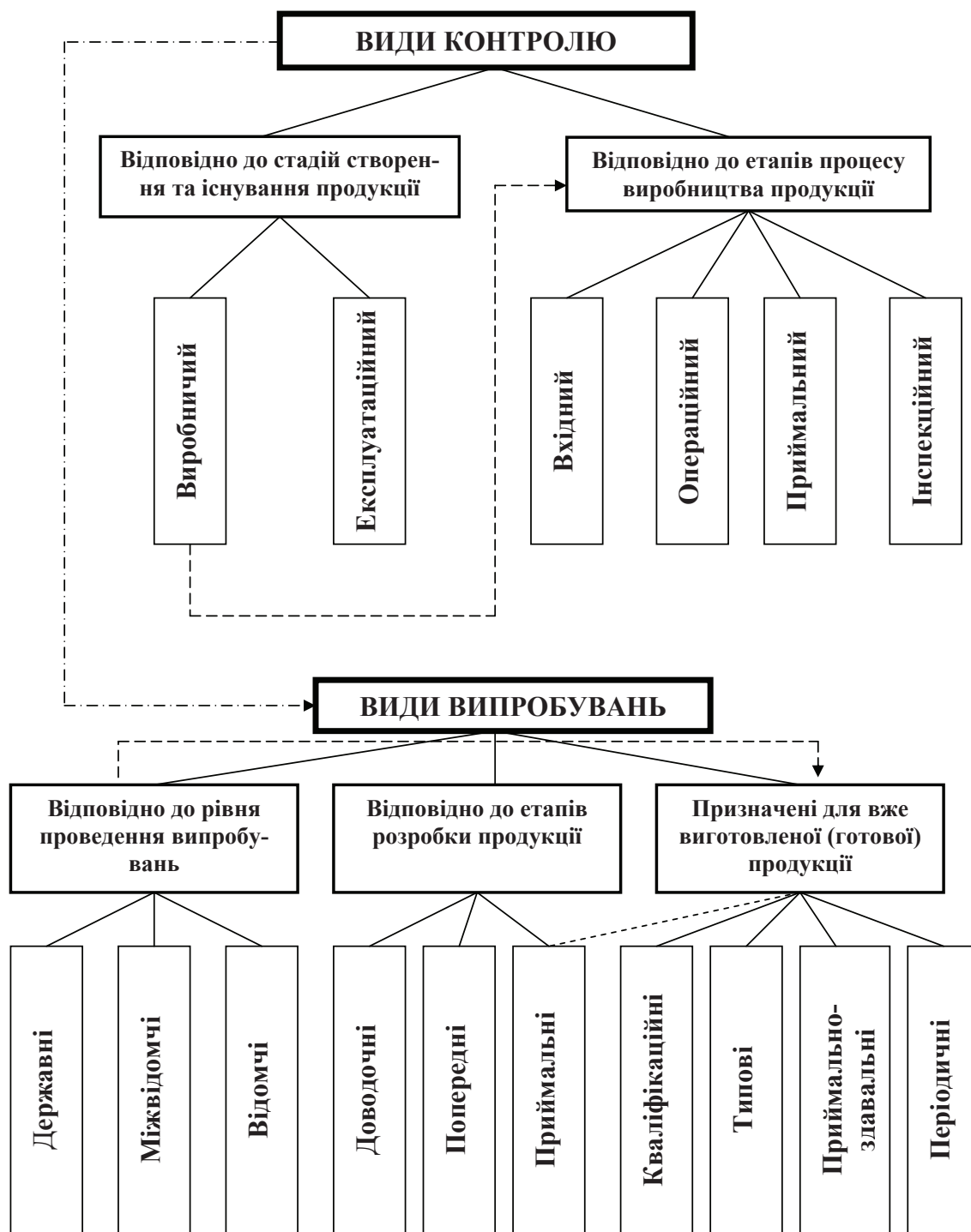


Рис. 1.1. Структурна схема контролю та випробувань продукції за їх основними ознаками згідно з ГОСТ 16504

—, – зв'язки систематизації;
 ----->, - - - -> – напрямки підпорядкованості

Другий та третій ГОСТи встановлюють для широкого кола видів електроустаткування вимоги до обсягів і методів тільки тих випробувань,

що відносяться до електричної міцності ізоляції, а вже четвертий – стосується окремо силових трансформаторів і саме для них встановлює всі види та обсяги випробувань, що дозволяють визначити повний перелік необхідних характеристик даного виду устаткування.

Кожний із названих ГОСТів містить достатньо велику кількість положень та вимог і повинен бути предметом окремого вивчення для випадків безпосереднього їх використання. Ми скористаємось тільки частиною із них, яка дозволить дати загальну уяву відносно формування системи випробувань виготовлювачем.

Що стосується випробувань, які проводить користувач для якоїсь одиниці електроустаткування, то, окрім додержання чинних державних і галузевих нормативних документів, ці випробування значною мірою визначаються супровідною документацією виготовлювача, у складі якої є також керівництво з експлуатації даної одиниці із вказівками відносно контролю її якості чи технічного стану⁴.

Так, згідно з названим ГОСТ 16504, залежно від стадій створення та існування продукції, слід розрізняти два види контролю: виробничий (треба розуміти – під час виготовлення) і експлуатаційний (треба розуміти – на місці експлуатації). Виробничий контроль, крім іншого, включає як контроль процесу виробництва, так і контроль якості готової продукції. Зокрема, для контролю якості готової продукції застосовуються наступні види випробувань⁵: **приймальні⁶, кваліфікаційні, приймально-здавальні, періодичні та типові.**

Цей ГОСТ дає наступні визначення щодо вказаних видів контролю і випробувань:

Контроль якості продукції – контроль кількісних і (або) якісних характеристик властивостей продукції.

4 Надання знань у галузі стандартизації, метрології та сертифікації виходить за межі курсу, для якого призначений цей навчальний посібник, тому матеріали даного посібника містять тільки окремі витяги і посилання, які свідчать про вплив вказаної вище галузі на процес виробництва та використання електроустаткування.

5 Із повного переліку видів випробувань готової продукції, встановленого ГОСТ 16504, наведено тільки ті, що вказуються в технічних умовах на електроустаткування.

6 Для готової продукції застосовуються тільки в окремих випадках виготовлення (див. визначення приймальних випробувань).

Вхідний контроль – контроль продукції постачальника, яка надійшла до користувача або замовника та призначена для використання під час виготовлення, ремонту чи експлуатації продукції.

Операційний контроль – контроль продукції або процесу під час виконання чи після завершення технологічної операції.

Приймальний контроль – контроль продукції, за результатами якого приймається рішення щодо її придатності до постачання та (або) використання.

Інспекційний контроль – контроль, що здійснюється спеціально уповноваженими особами з метою перевірки ефективності раніше виконаного контролю.

Приймальні випробування – контрольні випробування дослідних зразків, дослідних партій продукції чи виробів одиничного виробництва, які проводяться відповідно з метою вирішення питання доцільності постановки даної продукції на виробництво та (або) використання за призначенням.

Кваліфікаційні випробування – контрольні випробування встановлювальної серії або першої промислової партії, що проводяться з метою оцінювання готовності підприємства до випуску продукції даного типу у визначених обсягах.

Приймально-здавальні випробування – контрольні випробування під час приймального контролю.

Періодичні випробування – контрольні випробування, які проводяться в обсягах і в терміни, встановлені нормативно-технічною документацією, з метою контролю стабільності якості продукції, що випускається, та можливості продовження її випуску.

Типові випробування – контрольні випробування, які проводяться з метою оцінки ефективності та доцільності змін, що вносяться в конструкцію, рецептуру чи технологічний процес продукції, що випускається.

Визначення характеристик певної продукції встановлюються стандартами відповідного призначення, де конкретизуються обсяги, вимоги та особливості визначення даних характеристик.

Для електроустаткування номінальною напругою від 1 до 750 кВ вимоги до електричної міцності встановлюються згідно з ГОСТ 1516.3, а методи випробувань електричної міцності – ГОСТ 1516.2.

Відповідно до названих ГОСТ дане електроустаткування повинно випробовуватись наступними видами випробних напруг:

- напругою грозових імпульсів (повний та зрізаний імпульс);
- напругою комутаційних імпульсів;
- короткочасною змінною напругою однохвилинною та при плавному підніманні;
- тривалою змінною напругою (як правило, з одночасним вимірюванням характеристик часткових розрядів).

Випробуванню всіма видами вказаних напруг підлягає електроустаткування тільки під час **приймальних, кваліфікаційних та типових** випробувань. Залежно від класу напруги електроустаткування обсяг його **приймало-здавальних** випробувань змінюється.

У доповнення до викладеного під час розгляду ГОСТ 16504, з огляду на зміст положень вказаного вище ГОСТ 1516.3, слід зазначити наступне:

– **типовим** випробуванням підлягає кожний новий тип електроустаткування. Такі випробування проводяться на головному зразку чи зразку із першої виробничої партії вказаного устаткування. Для електроустаткування масового виробництва (наприклад, ізоляторів класів напруги від 3 до 35 кВ) типовим випробуванням можуть бути піддані декілька зразків, якщо це вказано в стандартах (технічних умовах) на електроустаткування окремих видів. Обсяг випробувань (перелік показників, які підлягають визначенню для підтвердження характеристик устаткування заданим) встановлюється технічними умовами на конкретний тип (групу, вид) устаткування, а також, більш детально, вказується у програмах випробувань, які розробляються виробником устаткування на підставі та з посиланнями на відповідні стандарти. Типове випробування повинно бути проведено також у випадку змін конструкції ізоляції або технологічного процесу виготовлення устаткування, чи зміни застосованих матеріалів, якщо вказані зміни можуть призвести до зниження електричної міцності ізоляції. Обсяг випробувань, за таких обставин, встановлюється самим виготовлювачем залежно від характеру згаданих змін;

– **періодичним** випробуванням підлягає кожний тип електроустаткування, якщо у стандартах на види, яким він відповідає, встановлено необхідність і періодичність таких випробувань. Як правило до періодичних випробувань відносяться ті самі вимоги, що і до типових. Окремі відхилення (наприклад, зменшення обсягів) вказуються в стандартах на устаткування чи на випробування;

Глава 1

– *приймально-здавальним* випробуванням підлягає кожна одиниця виготовленого електроустаткування. Обсяг таких випробувань відрізняється від типових у бік зменшення, і, аналогічно попереднім, встановлюється технічними умовами на конкретний тип (групу, вид) устаткування, а також, більш детально, вказується у **програмах випробувань**, які розробляються виробником устаткування на підставі або з посиланнями на відповідні стандарти, у т. ч. такі, що містять **методики визначення показників**;

– *програми випробувань* містять визначення всіх необхідних показників, незалежно від того, повною мірою процедура їх отримання підпадає під термін «випробування» чи вони скоріше відносяться до результатів вимірювань або обстежень;

– *методики визначення показників*, що застосовуються під час випробувань і вимірювань повинні бути регламентовані чинними нормативними документами. Вимога визначення під час вказаних вище випробувань будь-якого показника, супроводжується посиланням нормативного документу на методику, за якою цей показник повинен бути визначеним.

Так, наприклад, ГОСТ 11677 для силових трансформаторів у розділі «Методи контролю» містить таблицю з переліком обов'язкових випробувань і методик їх проведення. Частина цієї таблиці наведена нижче.

Таблиця 1.1

Перелік та методики випробувань силових трансформаторів

Випробування (перевірка)	Методика
1. Перевірка коефіцієнта трансформації	ГОСТ 3484.1
2. Перевірка групи з'єднання обмоток	Те саме
3. Вимірювання опору обмоток постійному струму	Те саме
.....
8. Випробування на нагрівання	ГОСТ 3484.2
9. Визначення діелектричних параметрів ізоляції	ГОСТ 3484.3
.....
12. Випробування електричної міцності ізоляції	ГОСТ 22756 та ГОСТ 21023
.....
16. Випробування трансформаторного масла	Згідно стандартів та технічних умов на трансформаторні масла і за методиками виготовлювача

17. Перевірка перевищень температури контактів з'ємних вводів	За методикою виготовлювача
18. Випробування активної частини на механічну міцність	Те саме
19. Випробування (перевірка) на пожежну безпеку	За методикою виготовлювача, що відповідає ГОСТ 12.1.004
20. Визначення маси (зважуванням)	За методикою виготовлювача

Подібні розділи містять також і нормативні документи для інших видів електроустаткування, наприклад:

- ГОСТ 10693 «Вводы конденсаторные герметичные на номинальное напряжение 110 кВ и выше. Общие технические условия»;
- ДСТУ ІЕС 60044-1 «Трансформатори струму»;
- ДСТУ ІЕС 60044-2 «Трансформатори напруги індуктивні».

За результатами випробувань виготовлювача для кожної одиниці електроустаткування виписується паспорт, де, крім іншого (вид, тип, заводський номер, електричні параметри), вказуються результати випробувань, а також відповідність їх вимогам стандартів.

1.4 Види випробувань електроустаткування у користувача

Випробування електроустаткування, що проводяться на підприємствах, які використовують електроустаткування, можна розділити на **приймально-здавальні та експлуатаційні**.

Приймально-здавальні випробування проводяться з метою перевірки характеристик устаткування на відповідність їх паспортним даним. Проводяться для нового устаткування на стадіях його приймання від виготовлювача (постачальника) і монтажу на об'єкті користувача.

Експлуатаційні випробування проводяться з метою перевірки відповідності характеристик устаткування допустимим значенням, наведеним у нормативних документах з експлуатації даного устаткування. Такі випробування містять **випробування під час поточної експлуатації та випробування під час капітальних ремонтів** цього устаткування. **Капітальні ремонти** виконуються для відновлення основних функцій устаткування. Під час капітальних ремонтів устаткування виконується значно більший обсяг робіт, ніж під час проведення його поточних ремонтів.

Випробування під час поточної експлуатації розділяються на випробування, що проводяться під час роботи устаткування без проведення ремонту, інакше – міжремонтні випробування, а також випробування, які виконуються під час поточних ремонтів. Випробування під час поточних ремонтів та міжремонтні випробування повинні встановити придатність або непридатність даної одиниці устаткування для подальшої роботи.

Випробування у разі капітальних ремонтів проводяться в два етапи:

а) до початку виконання робіт з капітального ремонту – з метою уточнення обсягів ремонту устаткування і отримання значень характеристик, з якими буде проведено порівняння після ремонту даного устаткування;

б) після закінчення робіт з капітального ремонту – з метою оцінки якості ремонту, усунення дефектів і відновлення основних функцій відремонтованого устаткування. Як правило, після капітального ремонту характеристики устаткування повинні бути відновленими до значень, наближених до наведених у паспорті або отриманих під час монтажу.

Обсяг випробувань, інакше – перелік показників, що підлягають визначенню на підприємствах, які займаються експлуатацією електроустаткування і підпорядковані Міністерству енергетики та вугільної промисловості України, обумовлений галузевим нормативним документом «Норми випробування електрообладнання». Цим документом для кожного виду електрообладнання встановлено обов'язковий перелік показників, що повинні визначатись на всіх стадіях «перебування» даного обладнання на таких підприємствах, а також числові значення, яким повинні відповідати названі показники.

Наведемо приклади зазначених переліків для деяких видів устаткування:

1) Генератори і компенсатори

Приймально-здавальні випробування: R_{13} , випробування $\sim U$, випробування $=U$ із вимірюванням струмів витоку, $R_{ом}$, P_{xx} , випробування на нагрівання (t^0), вібрації, гідравлічні випробування на щільність, перевірка роботи регуляторів тиску масла в масляних ущільненнях, аналіз проб газів у т. ч. ХАРГ та ін. – всього 33 показника.

Капітальний ремонт: майже те саме – всього 30 показників.

Поточна експлуатація: R_{13} , випробування $\sim U$, випробування на нагрівання (t^0), вібрації, аналіз проб газів у т. ч. ХАРГ, тепловізійний контроль⁷ та ін. – всього 12 показників.

7 Тепловізійний контроль для генераторів та компенсаторів (як і для інших видів електроустаткування) виконується тільки для устаткування, що знаходиться в роботі.

2) Електродвигуни змінного струму

Приймально-здавальні випробування: R_{13} , випробування $\sim U$, випробування $=U$ із вимірюванням струмів витоків, на вібрації, гідравлічні випробування на щільність та ін. – всього 12 показників.

Капітальний ремонт: майже те саме.

Поточна експлуатація: тільки R_{13} , тепловізійний контроль.

3) Силові трансформатори

Приймально-здавальні випробування: R_{60} , $\text{tg}\delta$, $R_{\text{ом}}$, $Z_{\text{к}}$, $P_{\text{хх}}$, маслощільність, контроль проб масла з визначенням показників якості масла та ХАРГ, контроль комплектуючих (вводи та трансформатори струму - ізоляційні характеристики, охолоджувачі – гідравлічні випробування, перемикаючі пристрої – час спрацювання та вібрації) та ін. – всього (з урахуванням комплектуючих) до 30 показників.

Капітальний ремонт: практично те саме.

Поточна експлуатація: R_{60} , $\text{tg}\delta$, контроль проб масла з визначенням показників якості масла та ХАРГ, контроль введів, тепловізійний контроль.

4) Вимірювальні трансформатори

Приймально-здавальні випробування: R_{60} , $\text{tg}\delta$, $C_{\text{х}}$, випробування $\sim U$, $R_{\text{ом}}$, полярність виводів, характеристика намагнічування, контроль проб масла з визначенням показників якості масла та ХАРГ.

Капітальний ремонт: не передбачений⁸.

Поточна експлуатація: R_{60} , $\text{tg}\delta$, контроль проб масла з визначенням показників якості масла та ХАРГ, тепловізійний контроль, вимірювання ізоляційних характеристик під робочою напругою⁹.

8 Капітальний ремонт передбачає розкриття устаткування. Оскільки вказані трансформатори відносяться до засобів вимірювань, їх розкриття буде супроводжуватись порушенням пломбування Держспоживстандарту, що може призвести до необхідності повторної метрологічної атестації таких трансформаторів.

9 Такий спосіб вимірювань ізоляційних характеристик можливий тільки для устаткування, що має конденсаторну ізоляцію, тобто ізоляція між електродами (обмотками) різних напруг має проміжні конденсаторні обкладки, які утворюють ємнісний подільник напруги, який, в свою чергу, дозволяє проводити вимірювання без вимкнення устаткування від високої робочої напруги. Саме таку ізоляцію мають трансформатори струму напругою 330 кВ і вище.

5) Роз'єднувачі, відокремлювачі

Приймально-здавальні випробування та капітальний ремонт: $R_{із}$, випробування $\sim U$, $R_{ом}$, контроль розподілення напруги на ізоляторах за допомогою штанг, зусилля роз'єднання контактів, часові та швидкісні характеристики роботи.

Поточна експлуатація: контроль розподілення напруги на ізоляторах за допомогою штанг, тепловізійний контроль.

6) Вентильні розрядники

Приймально-здавальні випробування: $R_{із}$, $U_{проб.}$, струм провідності.

Капітальний ремонт: можливий тільки на спеціалізованих дільницях¹⁰.

Поточна експлуатація: $R_{із}$ (1/3 роки), струм провідності (1/6 років та у випадку зниження $R_{із}$ на 30% і більше), тепловізійний контроль.

7) Трубчасті розрядники

Приймально-здавальні випробування: вимірювання внутрішнього діаметра розрядника і його зовнішнього проміжку, зовнішній огляд, перевірка розташування зони вихлопу (фази не повинні перехрещуватись та в цю зону не повинні потрапляти конструкції та проводи ПЛ).

Капітальний ремонт: не проводиться (з економічних міркувань).

Поточна експлуатація: вимірювання зовнішнього діаметра розрядника, а також його внутрішнього та зовнішнього проміжку, зовнішній огляд, перевірка розташування зони вихлопу (фази не повинні перехрещуватись та в цю зону не повинні потрапляти конструкції та проводи ПЛ).

8) Вводи (прохідні ізолятори)

Приймально-здавальні випробування, капітальний ремонт, поточна експлуатація: R_{60} , $\text{tg}\delta$, C_x , випробування $\sim U$, для герметичних вводів – контроль тиску, для маслонаповнених вводів – контроль проб масла з визначенням показників якості масла та ХАРГ. **Додатково під час поточної експлуатації** – тепловізійний контроль.

Наведені приклади свідчать, що випробування у користувача

10 Капітальні ремонти вентильних розрядників, як і їх виготовлення, повинні супроводжуватись рядом випробувань, методика проведення яких є специфічною і призначеною для визначення параметрів, що належать тільки розрядникам. Тобто, якісний капітальний ремонт даного устаткування не може бути виконаний звичайною ремонтною дільницею.

відрізняються від випробувань, що проводяться виготовлювачем, у бік зменшення обсягів. Наприклад, користувачем не проводяться випробування імпульсними напругами.

Випробування для визначення перелічених вище показників виконуються:

а) на вимкненому та розшинованому (від'єднаному від зовнішньої електричної схеми) устаткуванні;

б) на вимкненому устаткуванні без його розшинування (приєднаному до зовнішньої електричної схеми);

в) без виведення устаткування із роботи (без його вимкнення та від'єднання від зовнішньої електричної схеми).

Найбільш достовірно технічний стан електроустаткування відображують характеристики (показники), що визначені під час впливу на це устаткування робочих навантажень (U , I , t^0 , механічних зусиль, вібрацій і т. ін.). Отже, зростання інформативності, а у більшості випадків і економічності (зменшення витрат), досягається за рахунок вимірювань перелічених характеристик, проведених на працюючому устаткуванні, тобто без виведення устаткування з роботи.

Але проведення у такий спосіб вимірювань передбачає або наявність налаштованих (розроблених, модифікованих) для цього методик і засобів вимірювань необхідних параметрів, або придатність (конструктивну, технологічну) самого устаткування до забезпечення умов проведення зазначених вимірювань без будь-якої зупинки своєї роботи. Складність практичної реалізації таких умов викликає певні обмеження у використанні контролю за технічним станом працюючого устаткування.

До прикладів, які ілюструють вказане, можна віднести наступні:

– найбільш придатним для спостереження за станом значної кількості устаткування без його вимкнення є тепловізійний контроль, проте існує устаткування, температурні аномалії якого складно співставити із прогнозованими в ньому дефектами;

– достатньо інформативним для маслonaповненого устаткування є контроль його стану за допомогою ХАРГ, але певна кількість даного електроустаткування непридатна для цього виду контролю, якщо не відімкнути його від напруги;

– ізоляційні характеристики під робочою напругою без суттєвих похибок можливо вимірювати для устаткування, що має конденсаторну ізоляцію.

За обставин, що існують на даний час, можливо, як правило, проводити контроль без виведення устаткування з роботи тільки за дуже обмеженим переліком його характеристик, а зміна «статусу визначення» («з вимкненням устаткування» – «без вимкнення устаткування») для параметра, який вважається більш-менш ефективним, потребує додаткових, інколи і значних, витрат.

Тому питання доцільності проведення заходів, що нададуть можливість проводити вимірювання якогось із параметрів не тільки без вимкнення, але і без виведення із роботи устаткування, слід вирішувати з огляду на ступінь інформативності та достовірності того чи іншого параметру в частині надання ним відомостей про технічний стан окремо взятого виду чи типу устаткування.

Контрольні питання

1. Що таке технічний стан об'єкта?
2. Які характеристики контролюються з метою оцінки технічного стану електроустаткування?
3. У чому полягає різниця між типом і видом устаткування?
4. Чому виготовлене устаткування повинно відповідати вимогам чинних нормативних документів? Які документи відносяться до нормативних?
5. Які види випробувань проводить виготовлювач для підтвердження якості готової продукції?
6. Яким видам випробувань піддається електроустаткування після надходження його до користувача?
7. Яким чином проводяться випробування під час капітального ремонту електроустаткування?
8. Чи треба виконувати підготовку електроустаткування для його випробувань під час експлуатації?

ПРОЦЕСИ В ДІЕЛЕКТРИКАХ, СПРИЧИНЕНІ ДІЄЮ ВИСОКИХ НАПРУГ

Матеріали, які застосовують при виготовленні електротехнічного устаткування, розділяють на ряд груп: провідникові, ізолюючі (ізоляційні), магнітні й напівпровідникові. Умови роботи ізолюючих матеріалів (діелектриків) в устаткуванні у більшості випадків визначають надійність його роботи.

Ізоляція струмоведучих частин може бути наступних видів: газовою, рідинною, твердою або комбінованою (змішаною) з окремих перерахованих видів. Випробування ізоляційних матеріалів у їх зазначених формах стали можливі (в історичному аспекті) лише після встановлення структури матеріалів і процесів, що виникають у речовині при прикладенні до неї електричної напруги. Процеси, що відбуваються в ізоляційних матеріалах, можуть бути пояснені виходячи з поглядів сучасної фізики на їх природу та взаємодії в них.

Відповідно до атомної моделі хімічних елементів нейтральний атом складається з ядра, що має позитивний заряд, і електронів, що перебувають довкола нього, та мають сумарно рівний ядру негативний заряд. Узагальнюючи, речовина вподібнюється врівноваженій системі, у якій окремі атоми, молекули (групи молекул) електрично нейтральні. Але, якщо речовину помістити в область, у якій є зовнішнє електричне поле, тоді під впливом останнього позитивно заряджені частинки зрушаться в напрямку поля, а негативно заряджені – проти поля. При зникненні зовнішнього поля вони можуть повернутися у початкове положення (в більш загальному випадку – у положення, яке відрізняється від початкового). Подібні переміщення пов'язані з витратами енергії. Прикладом зазначених процесів може, певною мірою, служити заряд і розряд конденсатора.

У тих випадках, коли під впливом зовнішніх умов енергія, надана носієві заряду (електрону, іону), перевищить деяке граничне значення, при зіткненні носія заряду з іншими частинками, відбувається іонізація.

Практично доводиться мати справу не з однорідними діелектриками, а з технічними, які відрізняються наявністю складових структурних матеріалів, кожен з яких має власні електрофізичні характеристики.

Електропровідність діелектриків пояснюється наявністю в них деякої кількості вільних носіїв зарядів. У цьому випадку під впливом електричного поля в ізоляційному матеріалі та на його поверхні виникає струм провідності. У зв'язку з відзначеним явищем якість діелектрика можна охарактеризувати питомою об'ємною провідністю й питомою поверхневою провідністю, – величинами, зворотними відповідним питомим значенням об'ємного й поверхневого електричного опору.

Всі діелектрики можуть працювати при напругах, що не перевищують граничних значень, характерних для них у певних умовах і стані. При перевищенні таких значень настає пробій діелектрика.

2.1 Пробій діелектриків

Звичайно густина струму провідності через діелектрик, що перебуває під напругою в робочих умовах, дуже мала. Але, при перевищенні напругою певних меж, ізоляційні властивості матеріалу погіршуються, струм різко зростає – раптово утворюється провідний канал між електродами. Таке явище називають електричним пробоем діелектрика. Значення мінімальної напруги, при якому відбувається пробій діелектрика, називають пробивною напругою $U_{\text{проб}}$.

Характер і причина пробією газоподібних, рідинних і твердих ізоляційних матеріалів розрізняються й звичайно розглядаються порізно. Найбільш важливими факторами, що впливають на пробивну напругу всіх видів діелектриків, є: форма електричного поля, тривалість прикладення напруги та її вид, кліматичні умови, температура, вологість, тиск для газів, тип матеріалу і його товщина (відстань між електродами).

Відповідно до просторового розподілення напруженості, яке практично визначається формою електродів та неоднорідностями діелектричного матеріалу, поле в діелектрику може бути рівномірним (однорідним) або нерівномірним (неоднорідним). Наприклад, рівномірним є поле в середній частині обкладинок плаского конденсатора. В силу різного ступеня нерівномірності поля між електродами пробивна напруга при рівних відстанях буде різною.

У неоднорідних середовищах просторове розподілення напруженості

електричного поля залежить від форми й взаємного розташування електродів, від розташування граничних областей ізоляційних середовищ, а також електрофізичних характеристик останніх. На границі двох середовищ можливі різкі зміни електричного поля як за величиною, так і за напрямком.

Значний вплив на розрядні характеристики діелектрика має не тільки час дії напруги на діелектрик, але й швидкість її наростання. Звичайно розглядаються наступні випадки тривалості прикладання напруги: а) прикладення поштовхом повної імпульсної напруги із коротким (у часі) фронтом; б) плавного підйому напруги до пробою, для того, щоб можливий пробій відбувався на 10 – 12-й секунді; в) ступінчастого підйому напруги з витримкою на кожному етапі якогось часу (20 – 60 с) із тривалістю переходу від рівня до рівня за час 1 – 10 с; г) плавного підйому напруги до певного рівня умовної напруги (випробувальної) з наступною витримкою часу на цьому рівні, наприклад, 1 хв.

При визначенні електричної міцності користуються напругою частотою 50 Гц, постійною (випрямленою) напругою та імпульсами напруги, що характеризуються швидким підйомом напруги й наступним більш плавним спаданням до нуля. Імпульсна випробувальна напруга звичайно формується розрядом конденсатора (конденсаторів) на електричний опір, що визначає форму «хвилі» імпульсу.

Кліматичні умови визначаються зовнішнім середовищем, в якому виконується експеримент. Вони повинні враховуватися як один з факторів, що впливають на результат випробувань.

У природі існує природний діелектрик – атмосферне повітря. Повітря, а останнім часом і ряд інших газів (елегаз, фреон та ін.) використовуються як ізолятор у багатьох пристроях високої напруги. У разі збільшення напруженості електричного поля, окремі вільні електрони в газі, які утворюються в результаті дії природних іонізаторів, прискорюються та при зіткненні з нейтральними молекулами викликають їхню іонізацію шляхом відриву електрона. Збільшення напруженості поля створює передумови для виникнення розряду й надалі пробою газу. Умовно розрізняються кілька фаз розряду між електродами в газах:

а) тихий розряд, коли відзначаються слабке світіння газу й імпульсні кидки струму;

б) коронний розряд, що виникає при частковому руйнуванні міцності

газу в неоднорідному полі та супроводжується випромінюванням блідого фіолетового кольору;

в) іскровий розряд – короткочасне порушення міцності газу. Характеризується яскраво-фіолетовим випромінюванням;

г) електрична дуга – повне порушення міцності газу, що можливо, якщо потужність джерела напруги достатня для підтримки розряду. Дуга має сліпуче біле випромінювання.

Виходячи із властивостей газів, установлюють розміри ізоляційних конструкцій ізоляторів, шин та проводів і т.п., які повинні забезпечити необхідну електричну міцність ізоляційного проміжку цих конструкцій. Проте залежно від того, рівномірним чи нерівномірним є поле у вказаному проміжку, підвищення прикладеної до ізоляційної конструкції напруги буде супроводжуватись певними особливостями розвитку розряду в ній.

При нерівномірному (неоднорідному) полі, наприклад для випадку електродів «стрижень – площина», при підйомі прикладеної напруги спочатку в зоні стрижня, де спостерігається максимальна напруженість поля може виникнути корона, тоді як біля площини її не буде. І тільки подальше збільшення напруги призведе до електричного пробою всього ізоляційного проміжку.

При рівномірному (однорідному або близькому до однорідного) полі, яке створюють системи електродів площина-площина чи сфера-сфера, підвищення прикладеної напруги до певного значення одразу призведе до електричного пробою всього ізоляційного проміжку, проте значення $U_{\text{проб}}$ буде більшим, ніж для аналогічного випадку нерівномірного поля. Додатково слід зазначити, що розряд у випадку рівномірного (або наближеного до рівномірного) поля, як, наприклад, між двома сферами діаметром D при відстані між ними $\leq D/2$, у випадку однакових і стабільних умов має високу відтворюваність, тому такі електроди можна використовувати для вимірювань високих напруг.

Під час розробки та виготовлення ізоляційних конструкцій застосовуються рішення, які повинні забезпечити якомога більшу однорідність поля в ізоляційних проміжках електроустаткування. Але при експлуатації вказаних конструкцій можна спостерігати явища корони на обмежуючих ізоляційні проміжки металевих частинах електроустаткування, що мають локально малі радіуси кривизни поверхні, на яких відбувається концентрація електричного заряду та зростання напруженості електричного поля понад порогове значення (для повітря 24,5 кВ/см).

З додаткових факторів, що впливають на електричну міцність ізоляційного проміжку, мають значення наступні:

– полярність електродів, що особливо істотно при експлуатаційних випробуваннях, наприклад випробуваннях кабелів, коли слід дотримуватися певної полярності або робити випробування устаткування, заземлюючи саме ті частини, які заземлені в експлуатації;

– наявність і вплив на величину пробивної напруги місця розташування відносно одного з електродів бар'єра із твердого ізоляційного матеріалу.

Пробій газів, і зокрема повітря, вздовж поверхні твердого діелектрика – поверхневе перекриття, відбувається при більш низьких напругах у порівнянні з тим випадком, коли між електродами є тільки газ. Подібне явище має місце як при рівномірних, так і при нерівномірних електричних полях. Розрядна напруга по поверхні при постійному струмі може бути нижчою в порівнянні зі змінним струмом, що повинно прийматися до уваги при виборі розмірів конструкції, виду струму й напруги. Як показують дослідження, найбільшу роль у зниженні поверхневих розрядних напруг у однорідному полі відіграють адсорбована діелектриком волога й дрібні дефекти поверхні, що спотворюють розподілення напруги. Якщо поверхня діелектрика (ізолятора) зволожена, то на ній утворюються провідні плівки, що значною мірою може знизити розрядну напругу.

Пробивна напруга рідких діелектриків, що одержали широке поширення в апаратах високої напруги, наприклад трансформаторних масел, значно вища, ніж для газів (оскільки рідину можна розглядати як стиснений газ при тиску порядку 200 МПа). Але, значний вплив на пробивну напругу рідких діелектриків мають домішки – зважений вуглець, волога й т.п., а також температура (рис. 2.1), форма електродів, швидкість підйому напруги, що, зокрема, важливо враховувати при випробуваннях масел. При пробію рідких діелектриків виникають хімічні

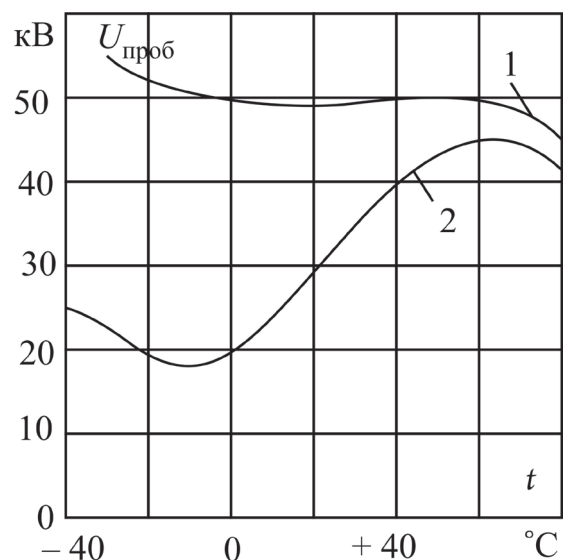


Рис. 2.1. Залежність пробивної напруги ізоляційного масла від температури: 1 – сухе чисте масло; 2 – масло, що було у використанні

реакції, продукти яких утворюють домішки, що змінюють властивості діелектрика.

Якщо існує декілька теорій пробою рідких діелектриків, то стосовно пробою твердих діелектриків закономірності найбільш складні й теоретично роз'яснені не повною мірою. У твердій речовині атоми й молекули щільно упаковані (а отже зменшується довжина пробігу електронів в електричному полі), тому на розвиток процесів електричного руйнування подібного діелектрика потрібні значно більші напруженості в порівнянні з газоподібним і рідким матеріалами. Залежно від типу матеріалу, виду струму й умов випробувань прийнято розрізняти три види пробою твердих діелектриків:

а) електричний, пов'язаний зі швидким (у частку секунди) розвитком процесу, який обумовлений чисто електричними явищами руйнування. Діаметр каналу пробою звичайно відносно малий. Електричний пробій найчастіше виникає при ослабленні матеріалу за рахунок старіння або наявності місцевого дефекту;

б) тепловий, виникаючий у результаті розігрівання матеріалу в електричному полі до температур, що відповідають термічному руйнуванню.

Тепловий пробій пов'язаний з надмірним зростанням струму провідності, що призводить до збільшення температури. Він виникає тоді, коли кількість тепла, що виділяється в товщі діелектрика під дією електричного поля, перевищує тепловіддачу, тобто відбувається порушення теплової рівноваги, яке веде до невинного зростання температури. Для теплового пробою характерний відносно повільний розвиток процесу – часом це години або дні. Канал пробою сильно обвуглений і може мати велику каверну (порожнину), якщо товщина матеріалу значна. Тепловий пробій найчастіше має місце як результат зволоження по товщі гігроскопічного матеріалу, як, наприклад, бакеліто-паперових виробів;

в) іонізаційний, пов'язаний з наявністю газових (повітряних) включень у твердому діелектрику або його шарах, у яких виникають мікророзряди, що поступово руйнують структуру основного діелектрика, що й викликає зниження пробивної напруги.

У практиці випробувань електроустаткування досить часто доводиться зустрічатися з ізоляційними конструкціями, що мають змішані діелектрики, тобто як рідку, так і тверду ізоляцію, наприклад, у трансфор-

маторах, вводах і т.п. В ізоляційних конструкціях зі змішаною ізоляцією найбільш часто виникають пробої через іонізаційні процеси, які розвиваються досить повільно.

Варто відмітити, що при визначенні характеристик пробою ізоляції елементів високовольтної апаратури при рівних умовах звичайно має місце великий розкид значень пробивної напруги, який нерідко досягає 50 %. Тому для одержання достовірних результатів рекомендується виконувати значну кількість вимірів, що дозволяє визначати значення пробивної напруги як середнє з отриманих відліків.

Для узагальнення, усякий ізолятор надалі можна уявляти у вигляді схеми заміщення, яка має ємність. Але оскільки в технічних діелектриках існує електропровідність, то ємність необхідно шунтувати відповідним активним опором. Для багаточислової ізоляції схема заміщення буде являти собою коло послідовно з'єднаних конденсаторів (пласких або циліндричних). У силу цього розподіл напруги по товщі діелектрика у разі прикладення змінної чи постійної напруги може бути різним: у першому випадку прикладена напруга на одиницю товщини буде визначатися значенням ємності цієї частини, а в другому випадку – тільки значенням опору. Отже, і випробування діелектрика залежно від виду напруги можуть бути не еквівалентні. Застосування схем заміщення виявилось досить корисним при дослідженні механізму розрядів по зовнішній поверхні діелектрика або у внутрішніх частинах, які включають порожнини.

Слід зазначити, що розподіл напруги у колі ємностей обернено-пропорційний їх значенню. Тому навіть при однорідному діелектрику у циліндричних конструкціях введів (прохідних ізоляторів) або кабелю на одиницю товщини ізоляції буде припадати різна напруга. Найбільша напруженість поля буде біля жили кабелю або біля струмоведучого стрижня вводу.

2.2 Поляризація діелектриків

Поляризація діелектриків полягає в обмеженому зсуві електричних зарядів атомів і молекул (або орієнтації полярних молекул), що утворюють діелектрик, під впливом сил зовнішнього електричного поля. До поляризації діелектриків також приводять так звані абсорбційні явища у високовольтній ізоляції. Існує кілька видів поляризації.

Електронна поляризація обумовлена зсувом електронів відносно ядра в межах атома під впливом зовнішнього поля. Зсуву піддаються головним чином найбільш віддалені від ядра електрони тому, що вони менш міцно зв'язані й легше піддається зовнішньому впливу. Тривалість устанавлення електронної поляризації складає $10^{-15} \dots 10^{-16}$ с.

Іонна поляризація обумовлена обмеженим зсувом іонів у кристалічних діелектриках. Цей зсув відбувається на незначній відстані від положення рівноваги й зникає при припиненні дії електричного поля. Тривалість устанавлення іонної поляризації трохи більша, ніж електронної, внаслідок більшої маси іонів, і становить приблизно 10^{-13} с.

Розрізняють також іонно-релаксаційну поляризацію, що полягає в утворенні поляризаційних просторових зарядів усередині діелектрика за рахунок перекидання електричним полем іонів, що мають ослаблені зв'язки із сусідніми частками. Ці іони незначно зміщуються й не стають вільними, а закріплюються на деякій відстані від свого первісного положення, утворюючи в діелектрику просторовий заряд. Позитивний заряд концентрується в зоні негативного електрода, а негативний – в зоні позитивного. Відмінність іонно-релаксаційної поляризації від іонної полягає також у необоротному характері переміщення іонів. Після припинення дії зовнішнього поля іони не повертаються в первісне місце свого розташування. Іонно-релаксаційна поляризація спостерігається в кристалічних діелектриках, що мають домішки, у керамічних матеріалах та склі.

Процеси поляризації пов'язані також зі структурою молекул діелектрика. У деяких діелектриках молекули являють собою диполі, у яких центри позитивних і негативних зарядів зміщені відносно один одного. Характеристикою диполя є електричний момент m , який дорівнює добутку заряду q на відстань l між зарядами в диполі: $m = q \cdot l$.

При відсутності електричного поля сума дипольних моментів молекул дорівнює нулю, тому що диполі розташовані хаотично. Під дією електричного поля відбувається орієнтація диполів: їхні позитивні заря-

ди розвертаються у бік негативного електрода, а негативні – у бік позитивного. У результаті цього сумарний електричний момент вже не буде дорівнювати нулю. Цей вид поляризації зветься дипольною, або орієнтовною поляризацією. У твердих діелектриках поворот молекул звичайно неможливий через велику щільність речовин. Однак можливий поворот дипольних груп атомів, що входять у структуру молекул, без порушення зв'язку з молекулами. При цьому спостерігаються всі закономірності дипольної поляризації. Така поляризація виникає в органічних волокнистих діелектриках рослинного походження. Основою цих діелектриків є клітковина, у склад молекул якої входять гідроксильні групи *ОН*. Полярні молекули входять до складу ряду смол, наприклад, поліхлорвінілової. Дипольна поляризація характерна для багатьох органічних і неорганічних діелектриків.

У технічних ізоляційних матеріалах, що складаються з діелектриків з різними характеристиками, відбувається також міграційна поляризація. Вона полягає в нагромадженні (абсорбції) вільного заряду на поверхні розділу шарів. Випадком міграційної поляризації є високовольтна поляризація, що полягає в утворенні об'ємних зарядів у діелектрику й приелектродних шарах при високій напруженості електричного поля. Встановлення міграційної поляризації відбувається протягом значного часу, вимірюваного іноді десятками хвилин.

Явищаміграційноїполяризаціївнеодноріднихтехнічнихдіелектриках пов'язані із протіканням через діелектрик крім струму провідності також струму поляризації, або, як його називають, струму *абсорбції*. Струм абсорбції має найбільше значення в момент подачі напруги на діелектрик й згодом спадає. Протікання струму припиняється, коли закінчуються процеси поляризації. При постійній напрузі протікання струму абсорбції спостерігається в перший момент після його включення. При змінній напрузі він має синусоїдний характер і протікає в кожний напівперіод при черговій зміні полярності електродів. Струм абсорбції має ємнісну й активну складові. Остання пов'язана з переміщенням зарядів при релаксаційній дипольній та міграційній поляризації.

Звичайно ізоляція в електротехнічних матеріалах неоднорідна й складається з послідовності шарів, що відрізняються своїми діелектричними характеристиками. При прикладенні до ізоляції постійної напруги в ній відбуваються процеси, що полягають у нагромадженні

(абсорбції) об'ємних зарядів на поверхні розділу шарів. Ці процеси обумовлені перерозподілом електричного поля, оскільки в початковий момент прикладення напруга розподіляється у відповідності зі значеннями ємностей шарів, а в сталому режимі – активних опорів шарів.

Інтенсивність, швидкість і тривалість цих процесів визначаються діелектричними характеристиками шарів: питомими об'ємними опорами й діелектричними проникностями. Зміни цих характеристик, пов'язаних зі зволоженням ізоляції, викликають зміну інтенсивності й швидкості процесів поляризації в різних прошарках складного діелектрика. Безпосереднім проявом такої поляризації є струм абсорбції.

Процеси поляризації в діелектриках відбуваються протягом деякого кінцевого часу, а при прикладанні змінної напруги повторюються кожний напівперіод. Тому поляризація твердих діелектриків, в загальному випадку, – це повільний процес, порівнянний за часом із періодом змінного струму 50 Гц або перевищуючий його, якщо ізоляція є сухою. При сильному зволоженні діелектрика постійна часу внутрішньосхарової поляризації різко зменшується. Отже, дослідження абсорбції якоюсь мірою може характеризувати стан ізоляції. При повільній поляризації енергія поляризації повертається джерелу живлення не повністю, і частина її розсіюється у вигляді тепла. Крім зазначених витрат енергії, можливі додаткові втрати, якщо виник струм наскрізної провідності. Відображаючи описані явища, можна скласти електричну схему заміщення діелектрика (рис. 2.2). Всі втрати енергії в діелектрику, що виникають при прикладанні змінної напруги, носять назву діелектричних втрат.

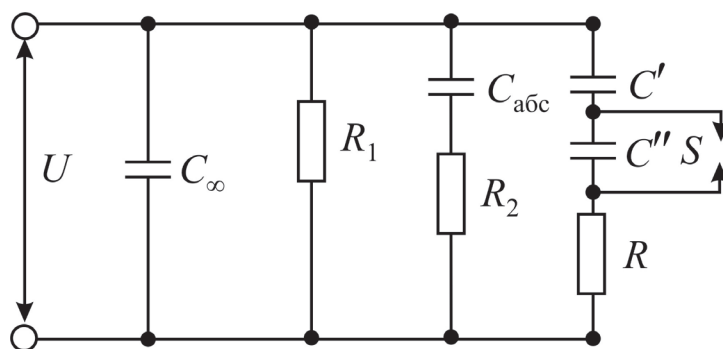


Рис. 2.2. Схема заміщення діелектрика: C_{∞} – геометрична ємність (ємність, обумовлена «миттєвими» процесами поляризації); R_1 – опір наскрізної провідності; $C_{\text{абс}}$ і R_2 – коло абсорбційної складової й втрат діелектрика; C' , C'' , R – коло, в якому можливі втрати енергії через іонізацію при наявності іскрового проміжку S (повітряного включення)

Звичайно втрати від протікання через діелектрик струмів наскрізної провідності в порівнянні із втратами на поляризацію малі й мають значення лише при досить великому зволоженні або значних позитивних температурах. Векторна діаграма струмів, що проходять через діелектрик, при прикладанні змінної напруги представлена на рис. 2.3.

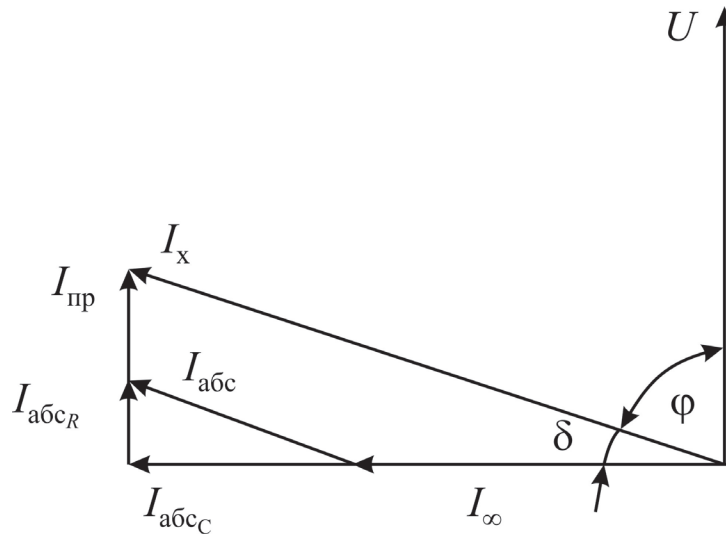


Рис. 2.3. Векторна діаграма струмів у діелектрику: I_{∞} – струм, обумовлений миттєвою поляризацією; $I_{абс}$ – струм абсорбційної складової (уповільненої поляризації); $I_{пр}$ – струм наскрізної провідності.

Аналіз діаграми показує, що, діелектричні втрати обумовлюють наявність активної складової струмів $I_a = I_{пр} + I_{абсR}$, у силу чого зміщення фаз між напругою U і струмом I_x відрізняється від 90° на кут δ , названий кутом діелектричних втрат. Чим більший кут δ , тим більша енергія розсіюється й, отже, діелектрик менш якісний, а це може викликати у свою чергу його перегрів та спричинити тепловий пробій.

Для аналізу діелектричних втрат у діелектрику розглянемо для сталого режиму дві схеми заміщення і їхні векторні діаграми – паралельну й послідовну.

Розглянемо паралельну схему (рис. 2.4).

Підберемо R і C так, щоб струм I по фазі й амплітуді був таким же, як у реальному діелектрику.

Визначимо питомі втрати в діелектрику:

$$P_a = I_a \cdot U,$$

де I_a – активний струм через діелектрик; U – напруга, прикладена до діелектрика.

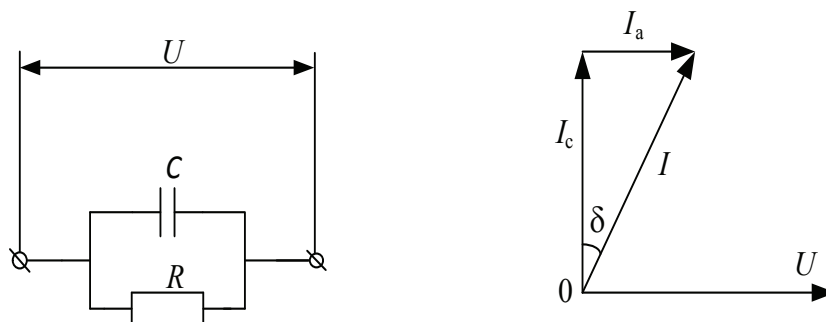


Рис. 2.4. Паралельна схема заміщення діелектрика й векторна діаграма

Реактивний струм через діелектрик буде дорівнювати $I_c = 2 \pi \cdot f \cdot C \cdot U$, де: C – ємність конденсатора. Тоді, як видно з векторної діаграми, $I_a = I_c \cdot \text{tg} \delta$ або $P_a = 2 \pi f C U^2 \cdot \text{tg} \delta$ – активна потужність, що виділяється у конденсаторі.

Якщо конденсатор плаский, то його ємність буде складати:

$$C = \frac{\varepsilon \cdot \varepsilon_0 \cdot S}{d}$$

де: ε – відносна діелектрична проникність діелектрика; ε_0 – діелектрична стала; S, d – площа та товщина діелектрика.

Питомі втрати P_y знайдемо, виходячи з того, що об'єм ізоляції $V = S \cdot d$ та $U = E \cdot d$, де E – напруженість поля

$$P_y = \frac{P_a}{V} = \frac{2 \pi f \cdot C U^2 \cdot \text{tg} \delta}{S \cdot d} = \frac{2 \pi f \cdot U^2 \cdot \text{tg} \delta \cdot \varepsilon \cdot \varepsilon_0 \cdot S}{S \cdot d^2} = 2 \pi f E^2 \text{tg} \delta \varepsilon \varepsilon_0$$

Якщо прикласти до діелектрика змінну напругу, та припустити, що абсорбційні процеси проходять повільно, то за половину періоду заряди поляризації не встигнуть зайняти кінцеві положення. Таким чином, діелектрична проникність ε , кут діелектричних втрат $\text{tg} \delta$ будуть залежати від частоти напруги, на якій ведуться дослідження, а отже, від частоти будуть залежати і питомі втрати, причому ця залежність проявляється складним чином.

Розглянемо послідовну схему (рис. 2.5).

Для даної схеми можемо записати:

$$P_a = r I^2 = r \frac{U^2}{r^2 + x^2} = \frac{r}{x} \cdot \frac{1}{x} \cdot \frac{U^2}{\frac{r^2}{x^2} + 1},$$

$$\frac{r}{x} = \operatorname{tg}\delta, \quad \operatorname{tg}\delta = r \cdot 2\pi f \cdot C_{\text{пос}},$$

$$P_a = \operatorname{tg}\delta \cdot 2\pi f C_{\text{пос}} \frac{U^2}{\operatorname{tg}^2\delta + 1}.$$

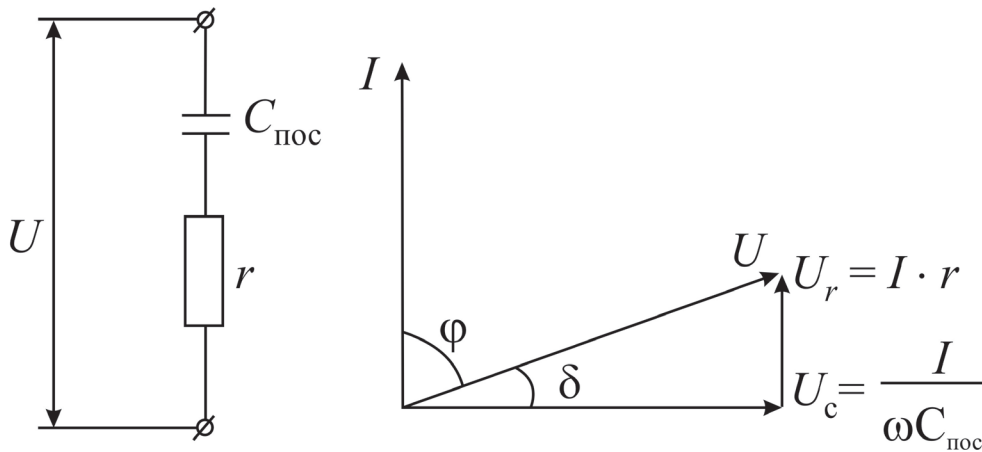


Рис. 2.5. Послідовна схема заміщення діелектрика й векторна діаграма

Установимо взаємозв'язок між параметрами послідовної й паралельної схеми. Якщо схеми еквівалентні, то потужності, що виділяються у схемах, повинні бути однакові. Також повинні бути однаковими і кути діелектричних втрат $\operatorname{tg}\delta$ при тій же частоті та напрузі. Тоді

$$2\pi \cdot f \cdot C \cdot U^2 \cdot \operatorname{tg}\delta = \operatorname{tg}\delta \cdot 2\pi \cdot f \cdot C_{\text{пос}} \cdot \frac{U^2}{\operatorname{tg}^2\delta + 1}.$$

Якщо врахувати, що $\operatorname{tg}^2\delta$ є надто малою величиною, то

$$C = \frac{C_{\text{пос}}}{\operatorname{tg}^2\delta + 1} \approx C_{\text{пос}}.$$

Це співвідношення можна застосовувати для практичного використання.

Зпівставимо R та r для розглянутих вище схем заміщення.

$$\text{Для паралельної схеми: } \operatorname{tg}\delta = \frac{I_a}{I_c} = \frac{U}{R \cdot 2\pi \cdot f \cdot C \cdot U} \text{ або } \operatorname{tg}\delta = \frac{1}{2\pi \cdot f \cdot C \cdot R}.$$

Для послідовної схеми: $2\pi f \cdot C_{\text{пос}} \cdot r = \frac{1}{2\pi \cdot f \cdot C \cdot R}$,

або з урахуванням $C_{\text{пос}} = (\text{tg}^2 \delta + 1) \cdot C$, знаходимо:

$$r = \frac{1}{(2\pi f)^2 \cdot R \cdot C^2 (\text{tg}^2 \delta + 1)} \cdot \frac{R}{R} = \frac{R \text{tg}^2 \delta}{\text{tg}^2 \delta + 1},$$

звідси $r \approx R \cdot \text{tg}^2 \delta$.

На практиці вимірювань, щоб не оперувати малими цифрами, абсолютне значення $\text{tg} \delta$ часто прийнято виражати у відсотках.

З розгляду еквівалентних схем можна зробити ряд висновків:

– при зволоженні або нагріванні діелектрика його опори R_1 і R_2 (рис. 2.2) зменшуються, отже, $\text{tg} \delta$ зростає;

– всі виміри необхідно виконувати при певній установленій частоті змінного струму;

– кут діелектричних втрат майже не залежить від геометричних розмірів однорідного діелектрика в силу пропорційності зміни активних і реактивної складових струмів (при незначній дії поверхневої провідності матеріалів);

– зосереджені дефекти діелектрика, наприклад при зволоженні, можуть бути не виявлені при вимірі $\text{tg} \delta$ тому, що струми, обумовлені дефектом, можуть виявитися значно меншими струмів ємності в цілому.

Нехай ізоляція займає об'єм V , а в одиниці об'єму виділяється електрична потужність P_y , тоді потужність, що виділяється у всій ізоляції буде P_1 .

$$P_1 = V \cdot P_y = U^2 \omega C \text{tg} \delta_1.$$

Нехай в n – й частині об'єму ізоляції втрати збільшилися в K раз, тоді:

$$P_2 = (V - V \cdot n) \cdot P_y + V \cdot n \cdot K \cdot P_y = U^2 \omega C \text{tg} \delta_2.$$

Визначимо в скільки разів змінився $\text{tg} \delta$:

$$\frac{P_2}{P_1} = \frac{(V - V \cdot n) \cdot P_y + V \cdot n \cdot K \cdot P_y}{V \cdot P_y} = \frac{\text{tg} \delta_2}{\text{tg} \delta_1},$$

$$\text{tg} \delta_2 = (1 - n + n \cdot K) \cdot \text{tg} \delta_1.$$

Якщо припустити, що зволожена 0,001 частина об'єму ізоляції ($n = 0.001$), та втрати в цій частині об'єму ізоляції зросли в 10 разів ($K=10$), тоді:

$$\operatorname{tg}\delta_2 = 1,009\operatorname{tg}\delta_1.$$

Як бачимо, виявити існуючими приладами таку незначну зміну $\operatorname{tg}\delta$ надто важко. Таким чином:

- $\operatorname{tg}\delta$ є інтегральною характеристикою ізоляції;
- помірі збільшення прикладеної напруги до діелектрика відзначається досить незначна зміна $\operatorname{tg}\delta$. Лише після того як виникає іонізація у включеннях в діелектрику, що викликає додаткові втрати, $\operatorname{tg}\delta$ буде різко зростати;
- при від'ємних температурах, коли волога в діелектрику переходить у твердий стан, стан ізоляції по діелектричних втратах важко діагностувати.

При експлуатаційних вимірах кута діелектричних втрат одночасно вимірюється і ємність ізоляції, що також, у відомих межах, може служити показником стану діелектрика. При значному зволоженні діелектрика змінюється характер релаксаційного процесу, що призводить до змін ємності, які можуть служити індикатором стану ізоляції. Так, вимірюючи ємність, можна встановити об'ємне зволоження або забруднення ізоляції, рівень її старіння.

Розвиваючи методику вимірювань, засновану на дослідженні поляризаційних процесів, на практиці використовують вимірювання ємності чи опору при різних температурах або опору у деякі фіксовані моменти часу після прикладення напруги, наприклад 15 і 60 с.

Відображенням процесів поляризації є також зміни значень ємності ізоляції при різних частотах (2, 50, 200 Гц). Порівняння відповідних результатів вимірювань дає можливість оцінити ступінь зволоження ізоляції.

2.3 Зміни струмів та напруг в діелектриках

Значення струму, що протікає в діелектрику, залежить від часу прикладання постійної напруги до цього діелектрика. Вказана залежність визначається видом поляризації. При наявності тільки поляризації електронного й іонного зсуву при вмиканні постійної напруги струм

у діелектрику від часу можна вважати практично незалежним. Існування інших видів поляризації, пов'язаних з появою додаткових діелектричних втрат, призводить до того, що струм у діелектрику буде залежати від часу, що визначається типом поляризації й властивостями діелектрика. Чим більше часу потрібно для встановлення поляризації, тим повільніше відбувається спадання додаткового струму, і тим повільніше струм досягає рівня свого усталеного значення. У загальному виді ця залежність може бути виражена графіком, показаним на рис. 2.6.

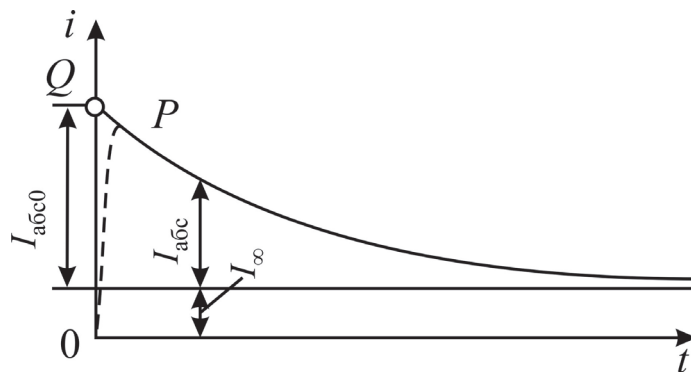


Рис. 2.6. Залежність струму, що проходить через діелектрик, від часу з моменту вмикання на постійну напругу

Незначний інтервал часу проходження струму від нуля до його значення в точці P кривої, обумовлений в основному параметрами зовнішнього кола, і його можна не розглядати. Через досить великий час струм I_{∞} здобуває незмінне значення – об'ємний залишковий струм. Цей струм називають звичайно об'ємним наскрізним струмом. Зменшувану до нуля складову струму, викликану розтягнутим у часі процесом поляризації, називають струмом абсорбції. Цей термін пов'язаний з тим, що обумовлений процесом поляризації струм ніби поглинається (абсорбується) діелектриком.

Особливого значення набуває це явище при міграційній поляризації, по-перше, через тривалість її встановлення й, по-друге, через велике значення виникаючих поляризаційних зарядів.

Щоб вивчити характер струму через ізоляцію, розглянемо схему заміщення на рис. 2.7.

При подачі постійної напруги на затискачі схеми струм буде становити:

$$i = \frac{U_0}{R_{i3}} + i_r(t) + i_{\text{абс}}(t),$$

де i_Γ та $i_{\text{абс}}$, відповідно, струм через ємність C_Γ (геометричну) та через ємність $C_{\text{абс}}$ (абсорбційну). Можна показати, що для реальних систем, коли $R_{\text{вн}} \ll R_{\text{абс}}$, $R_{\text{із}}$ та відповідні сталі часу $R_{\text{вн}} C_\Gamma \ll R_{\text{абс}} C_{\text{абс}}$, загальний струм дорівнює:

$$i \approx \frac{U_0}{R_{\text{із}}} + \frac{U_0}{R_{\text{вн}}} \cdot e^{-\frac{t}{R_{\text{вн}} C_\Gamma}} + \frac{U_0}{R_{\text{абс}}} \cdot e^{-\frac{t}{C_{\text{абс}} \cdot R_{\text{абс}}}}.$$

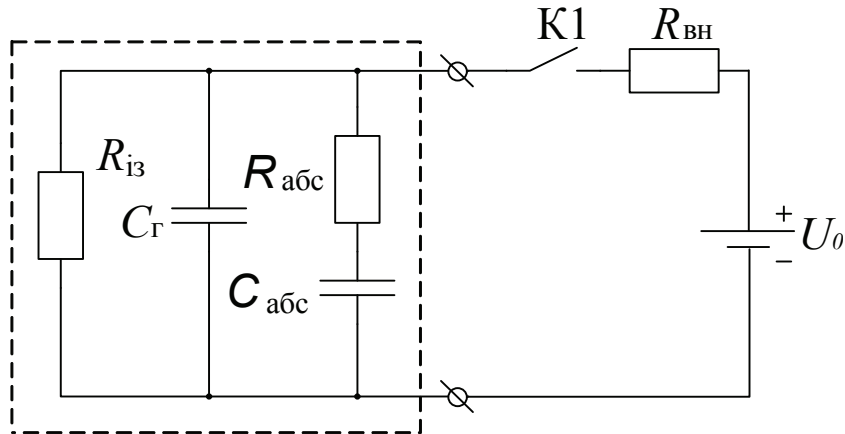


Рис. 2.7. Схема заміщення багатошарового діелектрика

При $t > 0$ найбільший струм протікатиме через C_Γ . Амплітуда струму буде дуже великою. Теоретично він буде обмежений тільки внутрішнім опором джерела живлення $R_{\text{вн}}$ і опором проводів, якими з'єднане джерело живлення та діелектрик. Цей струм буде зменшуватися відповідно зі сталою часу $\tau = R_{\text{вн}} C_\Gamma$ та через час τ стане рівним приблизно 36,8% від амплітуди; через $3\tau - 5\%$; через $5\tau - 0,68\%$.

Досвід випробувань електроустаткування показав, що через 10 с після подачі напруги струм заряду геометричної ємності зникає. Тоді, повний струм через 10 с може бути записаний:

$$i_{(10c)} = \frac{U_0}{R_{\text{абс}}} e^{-\frac{t}{C_{\text{абс}} \cdot R_{\text{абс}}}} + \frac{U_0}{R_{\text{із}}}.$$

У практиці експлуатаційних випробувань ізоляції вимірюється не струм, а опір ізоляції як функція часу $r_{\text{із}} = f(t)$:

$$r_{\text{із}} = \frac{U_0}{i_{(t \geq 10c)}};$$

$$g_{i3} = \frac{1}{r_{i3}} = \frac{i_{(t \geq 10c)}}{U_0};$$

$$g_{i3} = \frac{1}{R_{abc} e^{\frac{t}{C_{abc} \cdot R_{abc}}} + R_{i3}} = \frac{1}{r_{i3}};$$

$$r_{i3} = \frac{R_{abc} \cdot e^{\frac{t}{C_{abc} \cdot R_{abc}}} \cdot R_{i3}}{R_{abc} \cdot e^{\frac{t}{C_{abc} \cdot R_{abc}}} + R_{i3}} = f(t, R_{abc}, C_{abc}, R_{i3}).$$

У такий спосіб опір ізоляції змінюється в результаті абсорбційних процесів у самій ізоляції. Тобто, опір, визначений за сумарним об'ємним наскрізним струмом, є уявним, заниженим порівняно із дійсним. При вимірюванні опорів діелектриків звичайно знаходять їхні уявні значення, які визначають на практиці струми абсорбції та витоку.

Для практичної експлуатації багатошарової ізоляції явище абсорбції становить певний інтерес. При вимірюванні опору був уведений коефіцієнт K , який іноді називають коефіцієнтом абсорбції. Цей коефіцієнт визначається відношенням вимірюваних опорів ізоляції в різні моменти часу – як правило на 15-й та 60-й секундах: $K_{abc} = R_{60}/R_{15}$.

Опір ізоляції залежить від зволоження (оскільки з'являються іони), від домішок та забруднення, від появи провідних каналів та від температури. При збільшенні температури кількість іонів (ступінь дисоціації вологи) збільшується й опір ізоляції різко падає. Опір ізоляції може слугувати абсолютною характеристикою даної ізоляції. Він залежить від конструкції ізоляції, її стану (зволоження, забруднення) й істотно змінюється при переході від одного типу устаткування до іншого. Тому, як правило, абсолютне значення опору ізоляції не береться до уваги для оцінки якості ізоляції, але воно не повинно бути нижче певних меж, встановлених вимогами до конкретного устаткування. При експлуатаційних випробуваннях опір ізоляції вимірюється й оцінка проводиться, зазвичай, по його відносних змінах.

Явище абсорбції, пов'язане з порівняно тривалим процесом поляризації, також призводить до виникнення в діелектриках таких залишкових зарядів, які не зникають навіть після зняття напруги й замикання електродів накоротко на досить тривалий час. Поляризація,

що встановлюється протягом тривалого часу, вимагає достатнього часу для зворотного процесу – деполяризації, що відбувається при знятті електричного поля. Якщо час, протягом якого електроди були закорочені, менше часу, необхідного для деполяризації, то остання не встигає завершитися й у діелектрику ще залишаються заряди, які обумовлюють наявність на електродах так званої відновлювальної напруги. Рис. 2.8 ілюструє описані вище процеси, пов’язані з поляризацією багат шарової ізоляції.

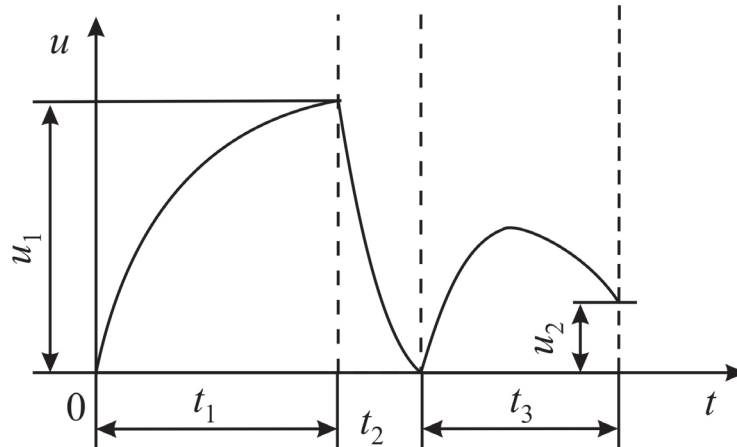


Рис. 2.8. Залежність напруги на обкладинках конденсатора від часу: t_1 – час зарядження; t_2 – час, протягом якого електроди були закорочені; t_3 – час, протягом якого електроди залишені розімкнутими; U_1 – початкова напруга; U_2 – залишкова напруга

При досить великій ємності високовольтної ізоляції ці залишкові заряди (залишкові напруги) можуть бути використані для оцінки якості ізоляції шляхом обчислення коефіцієнта, що визначається відношенням U_2 до U_1 . Також потрібно враховувати, що залишкові заряди можуть становити небезпеку для людини.

Контрольні питання

1. За якими характеристиками відрізняються технічні діелектрики від ідеальних?
2. Які основні фактори впливають на пробивну напругу діелектриків?
3. На які фази розділяється розряд між електродами у газах?
4. Як відрізняються пробивні напруги свіжого масла та такого, що було у використанні? Чим обумовлені ці відмінності?
5. Які види пробою твердих діелектриків Вам відомі?
6. Назвіть види поляризації діелектриків та охарактеризуйте їх основні властивості.
7. Нарисуйте схему заміщення паперово-масляної ізоляції для пояснення принципів виміру струмів повільної поляризації (абсорбції).
8. Як охарактеризувати діелектричні втрати в діелектриках?
9. Визначте зв'язок між виразами для діелектричних втрат в діелектрику для послідовної та паралельної схеми заміщення?
10. У чому полягає інтегральний характер такого показника якості ізоляційного матеріалу, як $\text{tg}\delta$?
11. Що таке відновлювальна напруга на високовольтній ізоляції? Як це явище використовується для діагностики стану ізоляції?

КОНТРОЛЬ ДІЕЛЕКТРИЧНИХ ХАРАКТЕРИСТИК ІЗОЛЯЦІЇ

3.1 Дефекти ізоляції

Залежно від агрегатного стану діелектриків, ізоляцію устаткування високої напруги класифікують наступним чином: газова, рідинна, тверда і комбінована.

Газоподібні діелектрики в практиці експлуатації зустрічаються у вигляді звичайного повітря, а в останні десятиліття й елегазу (шестифтористої сірки). Повітря між сферичними електродами при необмежено рівномірному полі має електричну міцність приблизно 15...25 кВ/см. При пробі повітряних проміжків, що прилягають до чистої поверхні, наприклад, ізоляторів, розрядна напруга знижується до 3...5 кВ/см, а забрудненої – до 0,5...1 кВ/см. Газоподібний діелектрик в цьому випадку піддається забрудненню й зволоженню, що змінює його електричні характеристики.

Рідинні ізоляційні матеріали надзвичайно поширені в електротехніці у вигляді так званого трансформаторного масла, що виробляється з нафти. При випробуванні в стандартизованому міжелектродному проміжку 2,5 мм електрична міцність трансформаторного масла задовільної якості, як правило, становить 50 – 80 кВ (на частоті 50 Гц). Значне зниження пробивної напруги масла зазвичай пов'язане з його забрудненням або зволоженням навіть в тих випадках, коли це має місце в незначних кількостях – до сотих часток відсотка.

Тверді діелектрики можуть складатися з органічних і неорганічних речовин. До твердих діелектриків відносять: волокнисті матеріали (дерево, папір, картон), а також виготовлені на їх основі шаруваті пластики (бакеліт, гетинакс і т.п.); керамічні матеріали, в числі яких найважливішими є фарфор та скло; наповнювачі, головним чином мінеральні речовини, наприклад слюда. До твердих діелектриків також відносять термопластичні маси що складаються з розчинів компонентів, які твердіють у певних

розчинниках. За величиною електрична міцність твердих діелектриків значно вища газоподібних та рідинних, і залежить від виду, роду й стану застосовуваних матеріалів.

Основними видами дефектів твердої ізоляції є: зовнішнє забруднення, зволоження, порушення однорідності, втрата електричної й механічної міцності.

Ізолюючі матеріали крім основної функції – ізоляції електричного кола, завжди виконують допоміжні функції – несуть механічне навантаження, відводять тепло, захищають від впливу вологи, і т.п., що, зокрема, і визначає конструктивні особливості й форму елементів устаткування високої напруги.

Серед основних, найбільш важливих параметрів ізоляційних матеріалів можуть бути відзначені наступні:

1. діелектричні – електрична міцність, стійкість при іонізаційних процесах, стабільність діелектричних втрат, а також поверхневого й об'ємного опору;

2. механічні – міцність при всіх видах можливих навантажень (розрив, стиснення, вигин і т.п.);

3. теплові – теплопровідність, відповідність температурному режиму в робочих режимах, стійкість при нагріванні й охолодженні;

4. хімічні – хімічна стабільність;

5. інші – атмосферостійкість при впливі вологи, сонячних променів і т.п.

Крім вказаних параметрів, з метою контролю діелектричних характеристик ізоляції визначається ряд показників, які вимірюються під час дії прикладеної напруги підвищених значень від випробних установок (під час визначення електричної міцності, як правило, у виготовлювача устаткування) або під час дії робочої напруги, що присутня на устаткуванні, яке знаходиться в експлуатації. Для останніх досить часто використовують назву – вимірювання під робочою напругою і значно рідше – вимірювання без виведення устаткування з роботи. До таких показників, що вимірюються під час дії прикладеної напруги, слід віднести, зокрема, інтенсивність часткових розрядів (ЧР), а до показників, що вимірюються під робочою напругою – інтенсивність ЧР та значення струмів провідності в ізоляції, зокрема, струмів небалансу.

У більшості конструкцій електричного устаткування ізоляція нео-

днорідна. Розрізняють наступні види неоднорідностей: багатошаровість, коли ізоляція складається з тих самих або різних матеріалів, розташованих паралельно або перпендикулярно електричному полю (рис. 3.1, а й 3.1, б); наскрізні капіляри (рис. 3.1, в); порожнини або вкраплення (рис. 3.1, г).

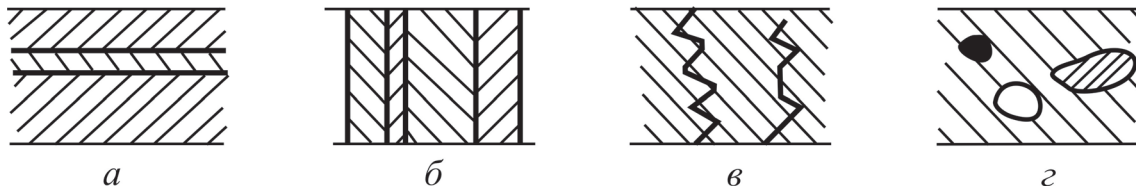


Рис. 3.1. Види неоднорідностей у діелектрику

Останні два види неоднорідностей звичайно виникають при старінні або через дефекти технологічного характеру при виготовленні. Неоднорідність матеріалу й розташування цих неоднорідностей істотно впливають на ізоляційні характеристики.

Вході експлуатації устаткування його ізоляція піддається зовнішньому впливу різних факторів (нагрівання, зволоження й ін.), у результаті чого змінюються властивості й структура матеріалу та, зокрема, знижується електрична міцність – матеріал старіє. Основними причинами старіння виступають наступні види впливу:

- робоча напруга;
- короточасні підвищення напруги (перенапруги) при грозових розрядах і комутаційних перемикаваннях;
- іонізація, що викликає окисні процеси або полегшує розвиток поверхневого розряду;
- механічні від дії власної ваги, ударів при проходженні надструмів, вібрації, вітрових навантажень і ін.;
- забруднення об'ємне (наприклад, в маслі продуктами окислювання, або вуглецем) та поверхневе;
- нагрівання, що викликає інтенсивне старіння при порушенні робочого режиму та є найбільш руйнівним для органічних матеріалів;
- зволоження (об'ємне), що призводить до підвищення струмів наскрізної провідності та, як наслідок, зростання температури.

В електроустаткуванні високої напруги знайшли найбільш широке застосування наступні основні види ізоляційних матеріалів: фарфор, трансформаторне (кабельне) масло, папір, шаруваті пластики, лаки й т.п.

Визначення ходу старіння ізоляційних матеріалів електроустаткування й впливу його на діелектричні характеристики є предметом повсякденного вивчення в лабораторних і експлуатаційних умовах. Характер і хід старіння кожного із цих матеріалів різні.

Зміни властивостей ізоляції можуть бути зворотними та незворотними. Наприклад зміни в результаті зволоження можуть бути нівельовані в результаті сушіння, коли відновлюються первісні параметри (електропровідність, електрична міцність і т.п.).

До незворотних змін призводить, як правило, деструкція матеріалів - процес старіння, пов'язаний із впливом істотних або досить тривалих термічних, електричних і механічних навантажень, а також реакцій глибокого окислення. У цих випадках втрачені механічні, діелектричні, теплофізичні та інші необхідні властивості ізоляції не можуть бути відновленими без заміни діелектрика чи відповідної ізолюючої конструкції.

Зниження електричної міцності при природному старінні, в номінальному режимі й при якісній ізоляції устаткування протікає повільно і триває кілька десятиліть. Погіршення ізоляційних властивостей матеріалу при зволоженні й старінні носить звичайно характер розподіленого дефекту по всьому об'єму та товщині. Нарешті, досить часто зустрічаються випадки механічних ушкоджень ізоляції, наприклад кабелів, в результаті чого виникають ослаблені місця (тріщини, порожнини й т.п.), тобто з'являються місцеві дефекти.

Контрольні питання

1. Охарактеризуйте найважливіші параметри ізоляційних матеріалів.
2. Назвіть основні причини, що викликають старіння ізоляції.
3. Які види неоднорідностей ізоляції розрізняють?
4. Які зміни властивостей ізоляції називають зворотними, і які – незворотними?

3.2 Конструктивні особливості виконання ізоляції елементів устаткування високої напруги

Ізоляційні конструкції електроустаткування в процесі своєї роботи знаходяться в електричному полі, яке може бути спрямоване або поперек їх поверхні (в радіальному напрямі), або вздовж. Прикладом ізоляційних конструкцій, у яких надійність визначає радіальний напрямок поля, можуть бути пазова ізоляція машин, вводи, кабелі. Разом з тим у трансформаторах, машинах і деяких елементах електроапаратів велике значення мають також стан і вид матеріалу поздовжньої ізоляції – між витками, відводами, котушками й т.п. Оскільки форма електричного поля достатньо сильно впливає на характеристики ізоляційної конструкції, іноді при конструюванні апарата, у товщу матеріалу ізоляції закладають струмопровідні обкладки, тим самим створюючи коло ємностей примусового, наприклад радіального, вирівнювання поля. Подібне конструктивне рішення можна зустріти у вводах і трансформаторах струму. Для зручності періодичного контролю ізоляції, а в останні роки – й безперервного, від передостанньої вирівнюючої обкладки виконують відводи – вимірювальні виводи ПВН.

У силу специфічних особливостей фарфору, пов'язаних з неприпустимістю перевищення граничної товщини через труднощі виготовлення, можна зустріти ізоляційну конструкцію, склеєну з тонших фарфорових елементів, як це виконується в окремих видах штирових ізоляторів.

У деяких випадках для збереження ізоляції має велике значення примусове вирівнювання поля в поздовжньому напрямку. Для обмоток електричних машин це виключає крайовий ефект. Вирівнювання поля в них виконується шляхом шунтування ізоляції на виході стрижнів з пазів омичним опором за рахунок нанесення напівпровідних лакових покриттів.

Вирівнювання поздовжнього поля, що стабілізує й поліпшує розрядні характеристики, часто здійснюється в гірляндах ізоляторів, апаратах надвисокої напруги (330 кВ та вище) за допомогою електростатичних екранів різноманітної форми (тороїдальних, овальних та ін.).

В Україні діє ряд стандартів, що визначають характер і вид ізоляції устаткування високої напруги. Стандартами встановлені номінальні напруги устаткування; норми й методи випробування електричної міцності

Глава 3

ізоляції трансформаторів, апаратів та ізоляторів (ГОСТ 1516.3); машин (ГОСТ 11828); конденсаторів (ГОСТ 1282) і ряду інших об'єктів, у яких нормуються рівні електричної міцності. Зазначені стандарти визначають деякі особливості виконання елементів устаткування високої напруги. Так, зокрема, розрізняють наступні види електричних апаратів: з нормальною ізоляцією й полегшеною. Апарати з нормальною ізоляцією можуть піддаватися впливу атмосферних перенапруг при звичайних умовах грозозахисту. Апарати з полегшеною ізоляцією застосовуються в установках, на які, за умовами їх використання, атмосферні перенапруги не впливають.

Робота ізоляції устаткування в закритих установках дещо полегшені, порівняно з відкритими, де має місце вплив атмосферних опадів (дощ, сніг, туман і т.п.) та забруднень. Тому й випробні напруги апаратів внутрішньої установки прийняті дещо меншими для тих самих класів напруги в порівнянні з тими, які нормовані для електроустаткування зовнішньої установки. Для зовнішньої ізоляції можуть бути особливо несприятливі періоди, коли на поверхні ізоляції конденсується волога, що виникає при зіткненні теплого вологого повітря з холодною поверхнею. У ГОСТ 1516.3 відмічено, що стандарт поширюється на електроустаткування класів напруги від 1 до 750 кВ, кліматичного виконання категорій розміщення 1, 2, 3 та 4 за ГОСТ 15150.

Для зовнішньої ізоляції апаратів і трансформаторів ГОСТ 9920 встановлює чотири ступені забруднення ізоляції та відповідно їм питому довжину шляху витоку, наведену у таблиці 3.1:

Таблиця 3.1

Степінь забруднення	Питома довжина шляху витоку, см/кВ, не менше
I-легка	1,6
II-середня	2,0 *)
III-сильна	2,5
IV-дуже сильна	3,1

*) Для ізоляції підстанції 2,25 см/кВ.

У зв'язку з поставками вітчизняного устаткування в райони з особливо несприятливими кліматичними умовами зовнішня ізоляція устаткування може випускатися у «тропічному» виконанні, розрядні характеристики

якої відрізняються від стандартизованого устаткування, виконаного за ГОСТ 1516.3.

Посилення ізоляції повітряних ліній (ПЛ), що працюють у забрудненій атмосфері, досягається збільшенням числа ізоляторів у гірляндах і застосуванням спеціальних «брудотривких» ізоляторів.

У зв'язку з тим що ряд електричних характеристик ізоляції залежить від зовнішніх умов, при її конструюванні, випробуванні, а також в експлуатації необхідно враховувати ряд метеорологічних факторів, до числа яких відносяться:

- вплив густини повітря, у зв'язку з чим обмежується зона застосування устаткування з нормальною ізоляцією висотою не більше 1000 м над рівнем моря;

- вплив температури навколишнього повітря й рівня нагріву ізоляції;

- наявність можливості виникнення забруднюючих опадів на зовнішню ізоляцію.

З точки зору встановлення вимог до електроустаткування, в залежності від області його застосування, розрізняють два види ізоляції – зовнішню й внутрішню.

Зовнішня ізоляція – це частина конструкції, для якої ізолюючим середовищем є атмосферне повітря й електрична міцність якої визначається пробоем повітряних проміжків або перекриттям у повітрі по ізолюючих поверхнях. Основним для зовнішньої ізоляції є залежність її електричної міцності від атмосферних умов. Тому випробні напруги промислової частоти для зовнішньої ізоляції, як мінімум, встановлюються такими, щоб вона в експлуатаційних умовах відповідала розрахунковим рівням грозових та комутаційних перенапруг. Такі перенапруги по своїй величині пов'язані з номінальною напругою й становлять звичайно $(2,5 - 4,5)U_{\phi}$. Крім того, при випробуваннях зовнішньої ізоляції необхідно враховувати вплив умов зовнішнього середовища: опадів, розширений діапазон температур, зниження тиску (при роботі електроустаткування на значній висоті над рівнем моря).

Внутрішня ізоляція – це частина ізолюючої конструкції, що знаходиться всередині електроустаткування (не контактує з навколишнім середовищем) і містить один чи декілька діелектриків у газоподібному, рідинному або твердому стані. Практично електрична міцність внутрішньої ізоляції

незалежна від зовнішніх атмосферних умов, а втрата її (електричний пробій) у більшості випадків супроводжується, на відміну від зовнішньої ізоляції, незворотнім пошкодженням діелектрика.

Внутрішня ізоляція електроустаткування, як і зовнішня, повинна витримувати контрольне випробування напругою промислової частоти. У зв'язку з цим встановлена наступна вимога до більшості видів електроустаткування, що випускається: **ізоляція повинна витримувати при типових випробуваннях прикладену напругу дещо більшого (приблизно на 10%) рівня, ніж випробна напруга витримувана, наприклад, протягом 1 хв. У цьому випадку це випробування називають випробуванням напругою при плавному підйомі.**

Значний вплив на електричні характеристики має форма поля. Так, якщо електричне поле не є однорідним, наприклад при наближенні сторонніх предметів, розрядні й інші електричні характеристики будуть змінюватись. Ця обставина повинна враховуватися як при конструюванні, так і при випробуваннях устаткування. Слід зазначити, що випробні напруги стосовно устаткування та ізоляторів повинні також враховувати, що електрична міцність внутрішньої ізоляції повинна перевищувати відповідний рівень при випробуваннях зовнішньої ізоляції в сухому стані $U_{\text{сух.вит.}}$. Звичайно, паперово-масляна ізоляція повинна витримувати не менше ніж $1,2U_{\text{сух.вит.}}$, компаундована $1,3U_{\text{сух.вит.}}$ і тверда (скло, фарфор) – $1,6U_{\text{сух.вит.}}$. Щоб виключити значне збільшення товщини ізоляції, електричні машини (генератори) включаються за схемою, в якій відсутній прямий електричний зв'язок з мережами, на які впливають грозові перепади напруги. Завдяки цьому електрична ізоляція машин проектується з меншим запасом міцності, а заводські випробування ізоляції виконують зменшеними випробними напругами.

Контрольні питання

1. Які метеорологічні фактори слід враховувати при конструюванні та випробуванні зовнішньої ізоляції?
2. Яка ізоляція відноситься до зовнішньої, а яка до внутрішньої?
3. У чому полягає основна відмінність зовнішньої та внутрішньої ізоляції?
4. Чи існує відмінність у величині випробної напруги для ізоляції в залежності від її виду – паперово-масляної та твердої?

3.3 Визначення електричної міцності ізоляції як метод контролю

3.3.1 Визначення умов випробування та рівнів випробних напруг

Як уже вказувалося, одним зі способів контролю ізоляції електроустаткування є експериментальне визначення електричної міцності. Прикладення підвищеної напруги створює у випробовуваній ізоляції збільшену напруженість електричного поля, що дозволяє виявляти дефекти, які викликають неприпустиме для подальшої експлуатації устаткування високої напруги зниження електричної міцності. Випробування підвищеною напругою дозволяє виявляти дефекти ізоляції, виявлення яких іншими способами не можливе.

Визначення фактичної електричної міцності при випробуваннях електроустаткування не проводиться, тому що при цьому неминуче була б зруйнована ізоляція. При випробуванні визначається наявність лише запасу міцності ізоляції – тобто здатності нести електричне навантаження у разі перевищення рівня прикладеної напруги при перенапругах. Для того щоб ізоляція була досить надійною в роботі, необхідно, щоб пробивна напруга самого слабкого її місця була вищою напруги, що може впливати на неї на протязі часу між двома випробуваннями. Якщо в силу тих або інших дефектів ізоляції запас міцності буде вичерпаний, то в процесі експлуатації або при чергових випробуваннях можливий її пробій. Внаслідок цього факту випробування на електричну міцність є досить відповідальною операцією, що вимагає урахування факторів, що впливають на результати вимірів або які можуть викликати значну їх похибку.

Розрізняють три основні види випробування електроустаткування на електричну міцність прикладеною напругою відносно заземлених частин (корпусу):

- імпульсами;
- змінною напругою;
- постійною напругою.

Норми на електричну міцність ізоляції (рівень ізоляції) електроустаткування та границі захисту його від перенапруг взаємно пов'язані (координовані).

Стандартами для окремих випадків повторних випробувань, наприклад, у користувачів, передбачається також полегшення нормативів, зокрема при прикладенні випробної напруги. Це обумовлюється характером ремонтів і тим, що умови випробування поза заводом-виробником можуть відрізнятися.

В експлуатаційній практиці в силу складності експерименту імпульсні випробування не проводяться, і персонал звичайно користується даними, отриманими при типових випробуваннях устаткування на заводі. Варто також пам'ятати, що при імпульсних випробуваннях можливе накопичення дефектів в ізоляції (неповний пробій), яке називають кумулятивним ефектом.

3.3.2 Випробування змінною напругою

Питання про допустимість і доцільність випробування підвищеною напругою діючого устаткування було предметом численних обговорень. Існує точка зору, що в результаті випробування виникають залишкові явища, що скорочують термін служби ізоляції, і у разі прикладення випробної напруги найчастіше її розподіл (в ізоляції) відрізняється від того, що має місце в експлуатації. Обговорення цього питання, головним чином, велося стосовно ізоляції електричних машин та ізоляції кабелів. Була встановлена безпека для ізоляції подібних випробувань у межах діючих нормативів.

Випробування змінною напругою є основним способом визначення наявності запасу міцності як у заводських, так і в експлуатаційних умовах. В останньому випадку випробування проводять, виходячи з наявності необхідних засобів. У силу останньої обставини в експлуатації випробуванням піддається устаткування на напругу до 35 кВ включно, й лише в лабораторних умовах – на більшу напругу.

При випробуваннях підвищеною напругою, як змінного, так і постійного струму, необхідно забезпечити швидкий і плавний підйом випробної напруги.

Виходячи з того що при постійному струмі електрична міцність ізоляційних матеріалів мало залежить від швидкості підйому напруги, основні умови диктують випробування змінною напругою. Зокрема запропоновані наступні вимоги до процедур зміни (підйому та зниження) напруги:

– ступінь регулювання напруги не повинен перевищувати 1 – 1,5 % номінальної напруги обмотки випробного трансформатора;

– швидкість підйому не повинна перевищувати 2% від нормованого значення в секунду.

При випробуванні об'єктів великої ємності швидкість підйому напруги часом лімітують збільшені струми. У подібних умовах при встановленні швидкості підйому напруги доводиться враховувати навантажувальні характеристики випробної установки. Для одержання додаткової інформації, щодо якості ізоляції, наприклад для генераторів, підйом напруги здійснюється ступенями з витримкою часу на кожній в одну хвилину, але значення напруги кожної ступені повинно відповідати вимогам норм. Їх недотримання може внести додаткову похибку через відсутність закономірності зміни струму витоку з ростом прикладеної напруги й розходження струму абсорбції на різних ступенях. У силу наведених міркувань, зокрема, для обертових машин, прийнято виміри робити на п'ятьох рівнях по значенню ступенях у межах від 20 до 100% випробної напруги.

Випробування електричної міцності ізоляції електроустаткування напругою промислової частоти повинно виконуватись з урахуванням ряду вимог, при цьому передбачена градація випробних напруг по видах устаткування (трансформатори, вимірювальні трансформатори, апарати та ізолятори).

Розрізняють два види умов випробувань:

а) з витримкою після досягнення нормованої напруги 1 хв або 5 хв в залежності від типу устаткування та ізоляції;

б) при плавному підйомі напруги до встановленого рівня та наступного потім зниження його. Останній вид випробувань має два різновиди – випробування витримуваною напругою в сухому стані ізоляції та під дощем.

Витримувана напруга при випробуванні під дощем встановлювалася з урахуванням того, щоб вона не була нижчою межі кратності можливих комутаційних перенапруг для даного класу номінальних напруг і разом з тим мала деяке невелике (біля 5%) перевищення. Прийнята методика випробування з витримкою часу 1 хв у більшій мірі визначалася зручністю відліку часу та можливістю зробити відлік показань приладів. Рівні випробних напруг для заводських умов та методики випробувань регламентовані ГОСТами та ДСТУ. Зокрема у табл. 3.2 наведені рекомендації ГОСТ 1516.3 (мовою оригіналу) для електроустаткування з нормальною ізоляцією.

Слід відзначити, що випробні напруги за таблицею 3.2 наводяться: для напруг змінного струму – у середньоквадратичних (діючих) значеннях, а для імпульсів – у максимальних (амплітудних) значеннях.

**Нормовані випробні напруги електроустаткування класів
напруг від 3 до 35 кВ з нормальною ізоляцією**

Напруга в кіловольтах

Класс напряжения	Уровень изоляции ¹⁾	Испытательное напряжение внутренней и внешней изоляции							
		грозового импульса			кратковременное (одноминутное) переменное				
		полного		срезанного	в сухом состоянии			под дождем ³⁾	
		Электроборудование относительно земли и между фазами (полосами) ²⁾ , между контактами выключателей и КРУ с одним разрывом на полюс	Между контактами разъединителей, предохранителей и КРУ с двумя разрывами на полюс	Трансформаторы силовые и напряжения, шунтирующие реакторы относительно земли и между фазами ²⁾	Электроборудование относительно земли (кроме силовых трансформаторов, масляных реакторов) и между полосами ²⁾ , между контактами выключателей и КРУ с одним разрывом на полюс	Силовые трансформаторы, шунтирующие и дутогасящие реакторы относительно земли и других обмоток	Между контактами разъединителей, предохранителей и КРУ с двумя разрывами на полюс	Электроборудование относительно земли и между полосами ²⁾ , между контактами выключателей	Между контактами предохранителей
3	а	40	46	50	10	10	12	10	12
	б				24	18	28		
6	а	60	70	70	20/28 ⁴⁾	20	23	20	23
	б				32	25	37		
10	а	75	85	90	28/38 ⁴⁾	28	32	28	38
	б				42	35	48		
15	а	95	110	115	38/50 ⁴⁾	38	45	38	45
	б				55	45	63		
20	а	125	145	150	50	50	60	50	60
	б				65	55	75		

Класс напряжения		Испытательное напряжение внутренней и внешней изоляции							
		грозового импульса			кратковременное (одноминутное) переменное				
		полного		срезанного	в сухом состоянии			под дождем ³⁾	
		Уровень изоляции ¹⁾		Между контактами разъединителей, предохранителей и КРУ с двумя разрывами на полюс	Трансформаторы силовые и напряжения, шунтирующие реакторы относительно земли и между фазами ²⁾	Электроборудование относительно земли (кроме силовых трансформаторов, масляных реакторов) и между полюсами ²⁾ , между контактами выключателей и КРУ с одним разрывом на полюс	Силовые трансформаторы, шунтирующие и дутогасящие реакторы относительно земли и других обмоток	Между контактами разъединителей, предохранителей и КРУ с двумя разрывами на полюс	Электроборудование относительно земли и между полюсами ²⁾ , между контактами выключателей
Электроборудование относительно земли и между фазами (полюсами) ²⁾ , между контактами выключателей и КРУ с одним разрывом на полюс	Между контактами разъединителей, предохранителей и КРУ с двумя разрывами на полюс	Трансформаторы силовые и напряжения, шунтирующие реакторы относительно земли и между фазами ²⁾	Электроборудование относительно земли (кроме силовых трансформаторов, масляных реакторов) и между полюсами ²⁾ , между контактами выключателей и КРУ с одним разрывом на полюс						
24	а	150	165	175	60	60	70	60	70
	б				75	65	90		
27	а	170	190	200	65	65	85	65	75
	б				80	70	95		
35	а	190	220	220	80	80	95	80	95
	б				95	85	120		

¹⁾ Уровень изоляции а - для электрооборудования с бумажно-масляной и литой изоляцией, разработанного с требованием проверки изоляции на отсутствие частичных разрядов по 4.10, для остального электрооборудования - устанавливается по соглашению между изготовителем и потребителем; уровень изоляции б - для электрооборудования, разработанного без требования проверки изоляции на отсутствие частичных разрядов.

²⁾ Для электрооборудования трехфазного (трехполюсного) исполнения.

³⁾ Для электрооборудования категории размещения 1 (кроме силовых трансформаторов и реакторов).

⁴⁾ В знаменателе указаны значения для опорных изоляторов категорий размещения 2, 3 и 4; в числителе для остального электрооборудования.

**Нормовані випробні напруги електроустановування
класів напруг від 110 до 220 кВ**

Напруга в кіловольтах

Клас напруги		Испытательное напряжение внутренней и внешней изоляции																			
		грозового импульса								кратковременное (одноминутное) переменное											
		полного						срезанного		в сухом состоянии и под дождем ¹⁾											
		Силовые трансформаторы, шунтирующие реакторы		Трансформаторы напряжения, конденсаторы связи, токоограничивающие реакторы		Трансформаторы тока, аппараты ²⁾		Изоляторы		Выключатели с повышенным уровнем изоляции		Выключатели без повышенного уровня изоляции		Разъединители, предохранители		Силовые трансформаторы, шунтирующие реакторы		Электромагнитные трансформаторы напряжения		Силовые трансформаторы, шунтирующие реакторы	
														относительно земли и между фазами (полюсами)		относительно земли и между фазами		относительно земли и между фазами		относительно земли и между фазами	
110	480		450	450/550 ³⁾	520	450	570	550		200		200/230 ⁴⁾	200/230 ³⁾	230							
150	550	650			750	650	790	600	750	230	275	275/300 ⁴⁾	275	315							
220	750	950	900	950	1050	900	1100	835	1100	325	395	395/440 ⁴⁾	395	460							

¹⁾ Под дождем - для электрооборудования категории размещения 1 (кроме силовых трансформаторов, реакторов и изоляции между контактами разъединителей).

²⁾ Для аппаратов трехполюсного исполнения - также и между полюсами.

³⁾ В знаменателе указаны значения для вводов, в числителе - для других изоляторов.

⁴⁾ В знаменателе указаны значения для испытания в сухом состоянии аппаратов с немажляной изоляцией без проверки качества выполнения изоляции на отсутствие частичных разрядов или другими дополнительными методами, в числителе - для остального электрооборудования, а также для испытания под дождем.

**Нормовані випробні напруги електроустаткування
класів напруг від 330 до 750 кВ**

Напруга в кіловольтах

Клас напруги	Уровень изоляции ¹⁾	Испытательное напряжение внутренней и внешней изоляции																									
		грозового импульса						коммутационного импульса в сухом состоянии и под дождем ²⁾			кратковременное (одноминутное) переменное																
		полного				срезанного																					
		Силовые трансформаторы		Шунтирующие реакторы, электромагнитные трансформаторы напряжения		Силовые трансформаторы									Шунтирующие реакторы, электромагнитные трансформаторы напряжения												
Силовые трансформаторы		Шунтирующие реакторы, электромагнитные трансформаторы напряжения		Емкостные трансформаторы напряжения, трансформаторы тока, изоляторы, аппараты, конденсаторы связи		газонаполненных выключателей		разъединителей		Силовые трансформаторы		Шунтирующие реакторы, электромагнитные трансформаторы напряжения		Электрооборудование относительно земли		Между фазами силовых трансформаторов (внутренняя изоляция)		Между контактами выключателей и разъединителей		Силовые трансформаторы, шунтирующие реакторы		Электромагнитные трансформаторы напряжения		Емкостные трансформаторы напряжения, трансформаторы тока, изоляторы, конденсаторы связи, аппараты относительно земли		Между контактами выключателей и разъединителей	
330	a	950	1050		1255		1050	1175	850	1275	950	395	525	460	460	575											
	б	1050	1175		1380	1450	1150	1300	950	1425	1245	460	575		510/560 ⁵⁾	750											
500	a	1300	1425		1425	1725	1400	1550	1050	1575	1330	570	800	630	630	815											
	б	1550	1675	1550	1550	2050	1650	1800	1230	1845	1660	630	830		680/760 ⁵⁾	1030											
750	a	1800	1950		1950	2250	1950	2100	1425	2400	2000/1675 ⁴⁾	750	1100	-	830	1250/950 ⁴⁾											
	б	2100	2250	2100	2100	2400	2250	2400	1550/1675 ³⁾	2550	2250/1800 ⁴⁾	800/900 ³⁾	1250		950	1400/1100 ⁴⁾											

¹⁾ Уровень изоляции а - при применении для защиты ограничителей перенапряжения (ОПН); уровень изоляции б - при применении для защиты вентильных разрядников.
²⁾ Под дождем - для электрооборудования категории размещения 1 (кроме силовых трансформаторов, шунтирующих реакторов и изоляции между контактами разъединителей).
³⁾ В знаменателе указаны значения для шунтирующих реакторов, в числителе - для остального электрооборудования.
⁴⁾ В числителе указаны значения для выключателей, в знаменателе - для разъединителей.
⁵⁾ В знаменателе указаны значения для аппаратов с немазальной изоляцией без проверки качества выполнения изоляции на отсутствие частичных разрядов или другими дополнительными методами, в числителе - для остального электрооборудования.

Важливе значення для роботи зовнішньої ізоляції мають навколишні умови. Тому відповідними нормами визначаються граничні температурні умови й гранична висота, при якій може працювати устаткування.

Випробування підвищеною напругою ізоляції обмоток електричних машин, наприклад генераторів, при капітальних і поточних ремонтах здійснюється після зняття щитів, очищення обмоток від забруднення та при тій температурі ізоляції, яка встановиться до цього моменту.

Випробування обмоток здійснюється пофазно щодо корпусу й двох інших заземлених фаз. У машин із жорстким з'єднанням трьох фаз у нульовій точці виконуються випробування всіх фаз одночасно щодо корпусу. Якщо обмотка машини складається з паралельних кіл, кожне з яких має ізоляцію, розраховану на повну випробну напругу, випробуванням повинно піддаватися кожне коло окремо відносно корпусу та всіх інших кіл.

При електричних випробуваннях ізоляції трансформаторів, апаратів та ізоляторів у приміщеннях, якщо це не обговорено додатковими умовами, оточуюча температура повітря повинна знаходитись в діапазоні 10 – 40 °С, і випробування не повинні здійснюватись в установках, розташованих на висоті, що перевищує 1000 м над рівнем моря, при цьому вологість повітря не повинна бути вищою за 80% та устаткування повинно перебувати в сухому стані. В усякому разі, при відхиленні цих умов випробувань зовнішньої ізоляції від нормальних: температура повітря 20 °С, тиск 760 мм.рт.ст., вологість 11 г/м³, на результати випробувань уводиться поправка.

При випробуванні ізоляції апаратів випробна напруга прикладається між:

- а) струмоведучими та заземленими частинами, а для комутаційних апаратів- при включеному та відключеному положенні;
- б) струмоведучими частинами сусідніх полюсів;
- в) розімкнутими контактами того самого полюса при вимкненому положенні комутаційного апарату.

У деяких випадках, коли відсутня технічна можливість, провести випробування на повністю зібраному виробі, допускається проводити випробування на окремих його деталях (вводах, штангах, тягах) або вузлах. В експлуатаційній практиці застосовують випробування вроздріб або по ділянкам, наприклад, вимірювальних штанг. Сума напруг, що прикладають на ділянках, звичайно береться дещо вище (на 20%), щоб у деякій мірі компенсувати можливу похибку через нерівномірний розподіл напруги по довжині в порівнянні з тим випадком, якби випробування виробу проводилося у повністю зібраному стані.

Трансформатори, електричні машини та деякі види апаратів й ізоляторів, що перебувають у придатному для роботи стані, випробовуються у користувачів більш низькою напругою у порівнянні з нормованою для нового устаткування. Це зниження напруги прийняте для того, щоб урахувати деяке зменшення запасу міцності після перших випробувань, проведених на заводі, можливих похибок при вимірах в польових умовах і т.п.

Так, при повторенні на вимогу замовника на підприємстві-виготовлювачі випробувань електроустаткування по програмі приймально-здавальних випробувань випробна напруга (крім тривалої змінної) повинна становити стосовно встановленого в стандарті значення випробної напруги:

- 100 % – для електроустаткування всіх видів класів напруги від 3 до 15 кВ і для керамічних ізоляторів всіх класів напруги;
- 90 % – для електроустаткування класів напруги від 20 до 750 кВ (окрім керамічних ізоляторів).

Допускається проведення користувачем випробування однохвилинною змінною напругою електроустаткування, що не вводилося в експлуатацію й перебуває в придатному для роботи стані; при цьому випробна напруга електроустаткування (крім керамічних ізоляторів) не повинна перевищувати 90 %, а керамічних ізоляторів – 100 % випробної напруги, встановленої стандартом для відповідного електроустаткування. У випадку проведення користувачем випробування електроустаткування класу напруги вище, ніж 220 кВ, а силових трансформаторів – вище, ніж 110 кВ, програма випробування (крім окремого випробування обмоток класу напруги 35 кВ і нижче) повинна бути погоджена з підприємством-виготовлювачем електроустаткування. Тривалість прикладання випробної напруги повинна бути не більше 1 хв, незалежно від виду основної ізоляції.

! Примітка . При відсутності у користувачів джерела напруги підвищеної частоти допускається проведення ними випробування трансформатора індукованою напругою при частоті 50 Гц із значенням напруги не вище ніж 1,3 від номінальної при тривалості витримки 1 хв. Для трансформаторів з магнітопроводом з холоднокатаної сталі підприємство-виготовлювач може встановити меншу, ніж 1 хв, тривалість витримки, але не менше ніж 20 с. Це обмеження тривалості повинно бути зазначене в технічних умовах на трансформатори.

Внутрішня ізоляція обмоток трансформаторів (силових і напруги), шунтуючих і заземлюючих реакторів, що мають однакову ізоляцію лінійного й нейтрального кінців обмотки, випробовується напругою, прикладеною від стороннього джерела струму. Випробуванню піддають ізоляцію кожної з обмоток, електрично не пов'язаних з іншими обмотками. Випробна напруга прикладається між випробовуваною обмоткою (замкнутою накоротко) і заземленим баком, з яким поєднуються магнітна система й замкнуті накоротко інші обмотки. Внутрішня ізоляція обмоток силових трансформаторів (110 кВ і більше), ізоляція нейтрального кінця яких виконана з меншою електричною міцністю, ніж лінійного кінця, випробовується напругою, індукованою частково або повністю, у самому

випробному трансформаторі. Даний вид випробувань є специфічним і застосовується головним чином на заводі, а тому тут не розглядається. Не розглядаються також випробування підвищеною напругою під дощем і порівняльні випробування для визначення розрядних характеристик зовнішньої ізоляції в умовах забруднень, які мають свою специфіку.

При випробуванні обмоток електроустаткування (трансформатори, електричні машини й т.п.) підвищена напруга подається відносно заземлених частин та інших обмоток, які закорочені, тому на міжвиткову ізоляцію ця напруга не впливає. Рекомендується випробовувати ізоляцію суміжних витків індукованою напругою, що перевищує нормовану на 30 %, або, щоб уникнути надмірного збільшення струму, який може призвести до насичення намагнічування осердя, при випробуванні трансформаторів застосовують напругу від джерела підвищеної частоти, наприклад 200 – 400 Гц. Як перший, так і другий способи під час експлуатаційних випробувань практично не застосовуються головним чином через труднощі їх реалізації у польових умовах. Крім того, підвищення випробної напруги на 30% визиває дію на міжвиткову ізоляцію, яка у багато разів (5 – 20) нижче реальних пробивних напруг головної ізоляції.

Замість випробування підвищеною напругою ізоляційних конструкцій, у яких можливі часткові ушкодження, наприклад, пробій, елементів гірлянд ізоляції або окремих штирових ізоляторів, обмежуються виміром розподілу напруги по елементах під робочою напругою. Даний метод заснований на тому, що часткове ушкодження ізоляції викликає перерозподіл електричного поля й супроводжується зміною розподілу напруги. Отриманий розподіл напруги порівнюється з нормованим або раніше отриманим. Обмеженням застосування даного методу є можливі похибки, викликані зовнішніми факторами: великою вологістю повітря (більше 70 %), низькою температурою (менш 5 °С) і поверхневою провідністю при забрудненні або наявності напівпровідного покриття.

3.3.3 Випробування постійною напругою

Випробування об'єктів з великою ємністю, наприклад кабелів, підвищеною напругою змінного струму потребують джерел великої потужності. При випробуванні постійною напругою потужність випробної установки визначається тільки струмом наскрізної провідності, що не перевищує декількох міліампер (1 – 10 мА). Останнім часом встановлено, що при випробуванні підвищеною напругою обмоток генераторів доцільно робити контроль їх як на змінній, так і на постійній напрузі,

що дозволить виявляти більшу кількість різноманітних по характеру дефектів. У зв'язку з цим у практиці експлуатаційних, заводських (для генераторів) і профілактичних випробувань ізоляції кабелів високої напруги, а також і деяких видів устаткування (розрядників) одержало широке поширення випробування підвищеною постійною напругою.

Випробування підвищеною напругою постійного струму не є аналогічним випробуванню змінною напругою з багатьох причин:

- незначна величина розсіяваної в діелектрику енергії не викликає значних діелектричних втрат і теплового пробою, а отже, випробування прикладенням постійної напруги дозволяє перевірити запас міцності ізоляції з погляду чисто електричного пробою;

- постійна напруга, необхідна для розвитку розряду по поверхні, може знижуватися в 1,2 – 1,7 рази в порівнянні з випадком прикладання змінної напруги;

- пробивна напруга при прикладенні постійної напруги звичайно значно вища, ніж при змінній;

- розподіл напруги в ізоляції при прикладенні постійної та змінної напруги відрізняється. При постійній напрузі розподіл (після стабілізації струму) визначається провідностями шарів, а при змінній напрузі визначається головним чином їх ємностями.

Відношення пробивної напруги при постійному струмі до амплітуди пробивної напруги змінного струму носить назву коефіцієнт зміцнення

$$K = \frac{U}{U_{\infty}}$$

Коефіцієнт зміцнення багато в чому залежить від виду та стану діелектрика. Так, для повітря коефіцієнт зміцнення дорівнює 1,0; для паперово-масляної ізоляції може досягати 5; для нової ізоляції обертових машин він досягає величини 2 – 2,5 і зменшується до 0,8 – 1,5 для зношеної. Остання обставина визначає кращу вибіркову здатність постійної напруги до багатьох видів місцевих дефектів ізоляції (проколи, вм'ятини, порізи і т.п.) у порівнянні з випробуванням змінною напругою.

Випробування постійною напругою дозволяє виявляти загальне зволоження ізоляції, тобто дефект, що часто зустрічається в експлуатації. В найбільшій мірі це ефективно в тих випадках, коли відстань між різнопотенціальними електродами невелика та потрібно визначити наявність запасу міцності через появу місцевого дефекту, наприклад випадкового часткового ушкодження товщі ізоляції в кабелі.

ГОСТ 1516.3 не містить норм випробування електричної міцності ізоляції напругою постійного струму. А ГОСТ 1516.2 у розділі 8 містить тільки загальні вимоги до методики таких випробувань. Це пов'язано головним чином з тим, що даний вид випробування не є для електроустаткування основним. Тому, з урахуванням досвіду експлуатації та фізичних властивостей матеріалів створюються відомчі норми для кожного виду устаткування окремо.

У тих випадках, коли з міркувань спрощення випробувань, випробування змінною напругою замінюють випробуваннями постійною напругою як, наприклад, у розподільних пристроях кабельних мереж, значення випробної напруги встановлюється в $\sqrt{2}$ раз більшим в порівнянні з нормованим за ГОСТ 1516.3. Це обумовлено тим, що прилади змінного струму показують середньоквадратичне (діюче), а не амплітудне значення напруги.

3.3.4 Оцінка стану ізоляції при випробуванні підвищеною напругою

Оцінка стану ізоляції при випробуванні підвищеною напругою, часом викликає певні труднощі та призводить до розбіжностей у визначенні стану устаткування. Практикою та окремими нормативами встановлені деякі загальні критерії, викладені нижче.

Внутрішня ізоляція апаратів, трансформаторів струму та ізоляторів вважається такою, що витримала випробування, якщо не спостерігалось пробою, перекриття або ушкодження ізоляції, а також часткових розрядів, характеристики яких перевищують нормовані значення, встановлені для окремих видів устаткування згідно з їх класами напруг. Потрібно відзначити, що стандартами допускаються одиничні (що не мають періодичного характеру виникнення) часткові розряди, якщо вони не викликають зміни режиму випробної установки та не відбиваються на показаннях приладів.

При випробуванні внутрішньої ізоляції прийнято вважати, що може бути допущене виникнення слабкої кистьової корони в повітрі та слабких ковзаючих розрядів по зовнішній поверхні фарфора, які не можуть бути підставою для бракування апарату. При випробуванні ізоляції сухих трансформаторів, у тому числі з литою ізоляцією, не повинна виникати кистьова корона в повітрі та ковзні розряди по поверхні, якщо вони за час випробування можуть викликати ушкодження твердої ізоляції.

При випробуванні підвищеною напругою зовнішньої ізоляції апаратів і вимірювальних трансформаторів нормами допускаються одиничні часткові розряди у внутрішній ізоляції за умови, що випробовуваний виріб раніше витримав випробування внутрішньої ізоляції і якщо вони не викликають зміни режиму випробної установки та не відбиваються на показаннях приладів.

Внутрішня ізоляція масляних трансформаторів (силових і напруги) і масляних реакторів вважається такою, що витримала випробування, якщо не спостерігалось пробоїв або часткового ушкодження ізоляції – підтверджується відсутністю акустичних проявів розрядів всередині устаткування, відсутністю виділення газу чи диму, а також поштовхів показань приладів – амперметра або вольтметра.

Результати випробування зовнішньої ізоляції апаратів та обмоток обертових машин вважаються задовільними, якщо при прикладанні напруги не відбувався пробій ізоляції або її перекриття.

В окремих випадках застосовують, як додатковий критерій, контроль по нагріванню, для чого обмацують зовнішню ізоляцію негайно після того, як знята випробна напруга. Такий метод контролю може застосовуватись в профілактичних випробуваннях ізоляції обмоток машин, штанг та іншого електроустаткування.

При випробуванні постійною напругою ізоляція може вважатися такою, що витримала випробування, якщо струм витoku (або значення її опору), коефіцієнт абсорбції або асиметрія струмів по фазах (обмоткам) – не перевищують встановлених величин. Загальними умовами здійснення випробування є ряд положень, регламентованих в інструкціях та стандартах:

- випробування внутрішньої ізоляції повинні виконуватись на повністю зібраних трансформаторах, машинах, апаратах та ізоляторах;
- випробування устаткування зовнішньої установки, які проводяться в приміщеннях, повинні починатись тільки після того, як випробуваний об'єкт прийме температуру приміщення.

Оскільки пробивна напруга ізоляції машин у межах 15 – 25 % залежить від її температури, в експлуатаційній практиці прийнято випробування підвищеною напругою проводити до охолодження обмоток, тобто в умовах, найбільшою мірою наближених до робочих.

Хоча нормативними документами не накладається яких-небудь обмежень на температуру повітря при випробуваннях поза приміщенням,

але все-таки у цих випадках бажано проводити їх при позитивних температурах. Це повинно виключити виникнення похибок, пов'язаних з конденсацією вологи на поверхні ізоляції, наявністю вологи в тріщинах і т.п.

Дефекти ізоляції виявляються не тільки випробуваннями, але також і візуальним оглядом. Тому повинен здійснюватися ретельний контроль із наступною фіксацією як до випробування об'єкта, так і після його випробування з реєстрацією всіх помічених видозмін та явищ, що були наслідком прикладення напруги (поява ковзних розрядів, місцевої корони, мікродуг і т.п.). Для цього, зокрема, при випробуваннях електричних машин знімають щити або відкривають оглядові люки, а випробування в лабораторних умовах виконують при затемненні вікон.

Якщо в результаті випробування виник пробій ізоляції, то місце ушкодження повинно ретельно обстежуватись та встановлюватись причини – вид пробою (електричний, тепловий) і т.п.

3.3.5 Імпульсні випробування

Випробування ізоляції імпульсами високої напруги – це один з головних засобів контролю якості ізоляції високовольтного устаткування. Вони є прямою перевіркою рівня короткочасної електричної міцності ізоляції, тобто її здатності витримувати грозові й внутрішні (комутаційні) перенапруги. Ці випробування входять у програми типових і (у скороченому обсязі) заводських приймально-здавальних випробувань. У процесі експлуатації устаткування імпульсні випробування не проводять.

Випробування ізоляції високою напругою проводять у жорстко регламентованих умовах, які відображують характерні умови експлуатації та, що дуже важливо, забезпечують одержання порівнювальних і відтворюваних результатів. Електрична міцність високовольтних ізоляційних конструкцій складним чином залежить від тривалості й форми випробної напруги, а також від досить значної кількості різноманітних факторів, одним з яких є атмосферні умови. Електрична міцність при впливі грозових перенапруг перевіряється прикладанням до ізоляції грозових імпульсів стандартизованої форми, а міцність стосовно внутрішніх перенапруг – короткочасним прикладанням напруги промислової частоти або комутаційних імпульсів відповідної форми.

Конкретні значення випробних напруг, правила й методика проведення випробувань високою напругою регламентуються стандар-

тами, технічними умовами на відповідне високовольтне устаткування. Для устаткування електричних мереж змінного струму (силових і вимірювальних трансформаторів, шунтувальних реакторів, вимикачів, роз'єднувачів і т.п.) на напруги 1 – 750 кВ рівні випробних напруг наведені в ГОСТ 1516.3 а методики проведення випробувань – у ГОСТ 1516.2.

Випробування грозовими імпульсами напруги. Випробування проводять повними й зрізаними імпульсами напруги, форма яких показана на рис. 3.2, 3.3 і 3.4 (з позначеннями оригіналу ГОСТ 1516.2).

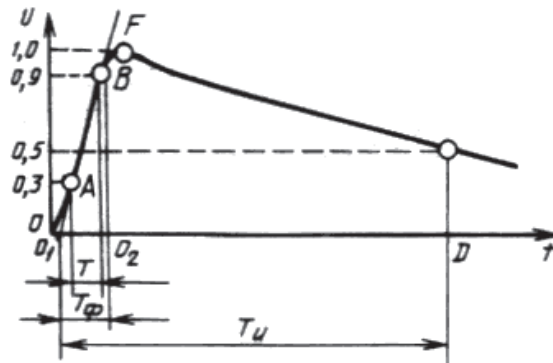


Рис. 3.2. Повний грозовий імпульс напруги

Тривалість фронту T_{ϕ} визначають як час, що перевищує в 1,67 рази інтервал часу T між моментами, коли напруга становить 30 і 90% свого максимального значення (точки A і B на рис. 3.2). За умов лінійності шкали відліку часу t , тривалість фронту імпульсу дорівнює довжині відрізка O_1O_2 , що визначають графічно, як показано на рисунку.

Стандартний повний грозовий імпульс повинен бути аперіодичним уніполярним і мати наступні параметри:

- тривалість фронту $T_{\phi} - (1,2 \pm 0,36)$ мкс;
- тривалість імпульсу $T_{и} - (50 \pm 10)$ мкс;
- допуск на максимальне значення напруги імпульсу – $\pm 3\%$.

Позначення імпульсу: "1,2/50".

Для зрізаного імпульсу момент зрізу визначають як момент часу початку різкої зміни форми імпульсу напруги внаслідок швидкого зниження напруги (точка C на рис. 3.3 і 3.4).

Зрізаний імпульс повинен являти собою стандартний повний імпульс напруги, зрізаний на фронті або на спаді імпульсу при часі $T_c = 2 \dots 5$ мкс.

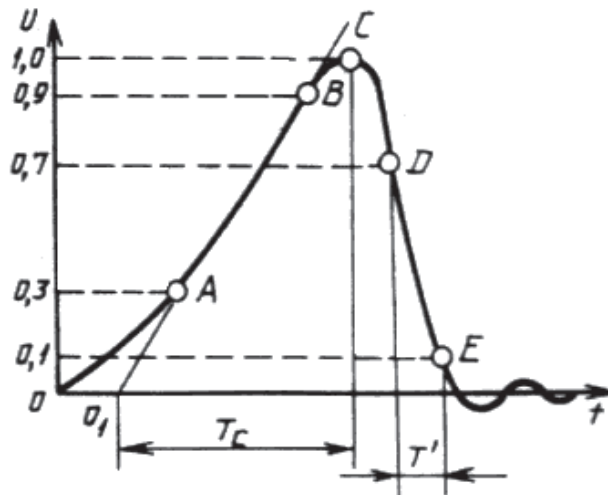


Рис. 3.3. Грозвий імпульс напруги, зрізаний на фронті

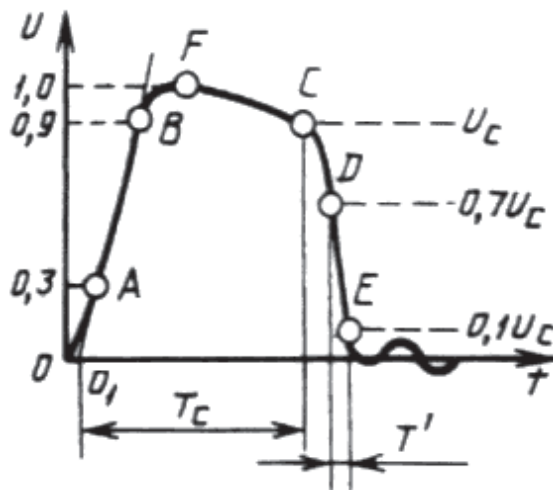


Рис. 3.4. Грозвий імпульс напруги, зрізаний на спаді імпульсу

Передрозрядний час імпульсу T_c визначають як інтервал часу між умовним початком імпульсу O_1 і моментом зрізу. Тривалість зрізу імпульсу $T'_{д.с.}$ визначають як час, що перевищує в 1,67 рази інтервал часу T' між моментами, коли напруга на зрізі становить 70 і 10 % значення напруги U_c у момент зрізу (точки D і E на рисунках).

Крутизну зрізу визначають шляхом ділення напруги U_c у момент зрізу на тривалість зрізу $T'_{д.с.}$.

Випробування внутрішньої ізоляції (крім газової) проводять триударним методом, тобто шляхом прикладання до випробуваної конструкції трьох повних і трьох зрізаних імпульсів нормованих значень напруги позитивної й негативної полярності.

Ізоляція вважається такою, що витримала випробування, якщо під впливом дії імпульсів напруги не відбувся повний пробій і не спостерігалися неприпустимі ушкодження ізоляції. Останні можуть бути виявлені по спотворенню форми прикладеного імпульсу напруги або за результатами наступних вимірів характеристик часткових розрядів або значень $\text{tg}\delta$.

Випробування зовнішньої ізоляції, а також внутрішньої газової ізоляції проводять 15-ударним методом (прикладанням 15 повних і зрізаних імпульсів кожної полярності). Конструкція вважається такою, що витримала випробування, якщо не відбулося жодного повного розряду або ушкодження в несамовідновлюваній ізоляції конструкції та відбулося не більше двох повних розрядів у кожній серії з 15 імпульсів у газовій або зовнішній (відновлювальній) ізоляції.

При випробуваннях зовнішньої ізоляції (проводяться при чистих і сухих поверхнях ізоляторів) значення випробних напруг встановлюються стандартом для нормальних атмосферних умов. У випадку, якщо фактичні умови відрізняються від нормальних, у ГОСТ 1516.2 наводиться методика коректування випробних напруг, по відношенню до нормованих.

Успішне завершення випробувань за 15-ударною методикою (розряди були відсутні) означає, що зовнішня або газова ізоляція високовольтної конструкції мають достатню електричну міцність, але фактичний рівень цієї міцності залишається невідомим. Тому, якщо елементи конструкції з несамовідновлювальною ізоляцією мають електричну міцність, значно вищу, ніж зовнішня або газова ізоляція, випробування проводять так, щоб визначити витримувану напругу $U_{\text{вит.}}$ зовнішньої (газової) ізоляції. У якості $U_{\text{вит.}}$ приймають значення напруги, що відповідає відсутності розряду вказаної ізоляції із ймовірністю 90%. Ця напруга розраховується по наступній формулі:

$$U_{\text{вит.}} = U_{p0.5} (1 - 1,3\sigma^*),$$

де $U_{p0.5}$ – значення 50% розрядної напруги (з вірогідністю $p = 0,5$), σ^* – коефіцієнт варіації, який дорівнює $\sigma^* = \sigma/U_{p0.5}$, σ – середньоквадратичне відхилення розрядних напруг.

Значення σ^* для зовнішньої ізоляції приймається рівним 0,03, для елегазової ізоляції із тиском 0,3 – 0,4 МПа: при напругах грозового імпульсу – 0,05, а комутаційного імпульсу – 0,06.

Широке поширення й достатнє обґрунтування для статистичної

оцінки результатів випробувань мають наступні методи випробувань ізоляції повним розрядом:

- 1) ступеневий метод;
- 2) метод «вверх-вниз»;
- 3) метод 100%-го розряду.

Ступеневий метод випробування передбачає прикладання до об'єкта серій імпульсів напруги, однакових за формою й різних за амплітудним значенням (рівнем), у кожній з яких визначається число розрядів (частість). Отримана дослідним шляхом залежність частоти появи розрядів від напруги апроксимується функцією нормального закону розподілу, і за допомогою звичайної статистичної обробки експериментальних даних визначаються значення $U_{p0,5}$ і σ . Такий метод застосовують, в основному, при випробуваннях імпульсними напругами, хоча його можна застосовувати й при інших формах випробувальної напруги.

Метод випробування «вверх-вниз» передбачає проведення даного випробування послідовними кроками, під час кожного з яких до об'єкту прикладається однакова за формою, але різна за значенням напруга. Значення напруги кожного із наступних кроків випробування залежить від результату попереднього: якщо на об'єкті випробування при заданому у попередньому кроці значенні напруги відбувся повний розряд, то вказане значення напруги при наступному кроці зменшують, якщо ж повного розряду не було, то значення напруги збільшують.

Даний метод випробування так само, як і ступеневий, застосовують, в основному, при випробуваннях імпульсними напругами. Він має ту перевагу, що вимагає найменшого числа дослідів для визначення 50%-ї розрядної напруги з заданою точністю. Його застосовують, головним чином у тих випадках, коли значення стандартного відхилення нормоване й потрібно визначити тільки 50%-у розрядну напругу.

При такій методиці випробування 50% розрядні напруги оцінюються за формулами:

$$U_{50} = U_0 + \Delta U \left[\frac{\sum_{i=0}^{i=m} in_i}{\sum_{i=0}^{i=m} n_i} - \frac{1}{2} \right]$$

або

$$U_{50} = U_0 + \Delta U \left[\frac{\sum_{i=0}^{i=m} i n'_i}{\sum_{i=0}^{i=m} n'_i} + \frac{1}{2} \right]$$

де U_0 – мінімальний рівень напруги, яку прикладали не менше ніж два рази; ΔU – різниця між значеннями $U_0; U_1; \dots; U_i; \dots; U_m$ напруги; $m + 1$ – повне число ступенів напруги; n_i – сумарне число розрядів, зареєстрованих на i -й ступені напруги $U_i = U_0 + i\Delta U$; n'_i – сумарне число нерозрядів, зареєстрованих на i -й ступені напруги. Якщо $\sum_{i=0}^{i=m} n_i < \sum_{i=0}^{i=m} n'_i$ користуються першою формулою, у протилежному випадку – другою.

Ізоляція вважається такою, що витримала випробування, якщо витримувана напруга $U_{\text{вит.}}$ перевищує нормовану випробувальну напругу для даної конструкції.

Метод 100 %-го розряду передбачає багаторазове прикладання до об'єкту безупинно зростаючої або підтримуваної незмінної напруги до появи повного розряду. При кожному прикладенні реєструють напругу (і час), при якому відбувається повний розряд.

Даним методом можуть бути виконані випробування при змінній, постійній та імпульсній напругах. В останньому випадку розряд повинен відбуватися завжди на фронті імпульсу.

Випробування комутаційними імпульсами напруги. При випробуванні ізоляції електроустаткування застосовують наступні форми комутаційного імпульсу:

- аперіодичний імпульс (рис. 3.5);
- коливальний імпульс, що являє собою загасаючі коливання напруги біля нульового значення (рис. 3.6, а) або навколо складової більш низької частоти (рис. 3.6, б).

Форма імпульсу (аперіодична або коливальна) і його параметри повинні бути зазначені в нормативній документації (НД) на електроустаткування.

За значення випробувальної напруги приймають максимальне значення напруги імпульсу, якщо розряд відбувся на максимумі напруги й за ним, і значення напруги в момент розряду (зрізу), якщо розряд відбувся на підйомі напруги (на фронті).

Час підйому імпульсу $T_{\text{п}}$ визначають як інтервал часу між моментами, коли напруга дорівнює нулю (початок імпульсу 0_1) і коли вона досягне свого максимального значення A (рис. 3.5, 3.6).

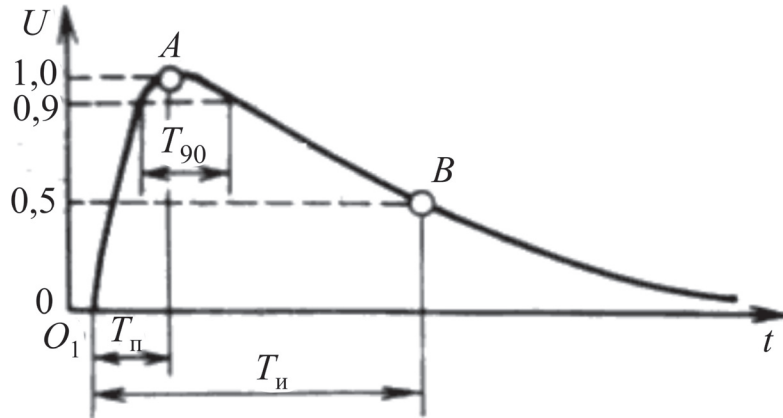


Рис. 3.5. Аперіодичний комутаційний імпульс

Тривалість імпульсу $T_{и}$ (час до напівспаду) визначають як інтервал часу між початком імпульсу O_1 і моментом, коли значення напруги понижлося до половини максимального значення (див. рис. 3.5, 3.6).

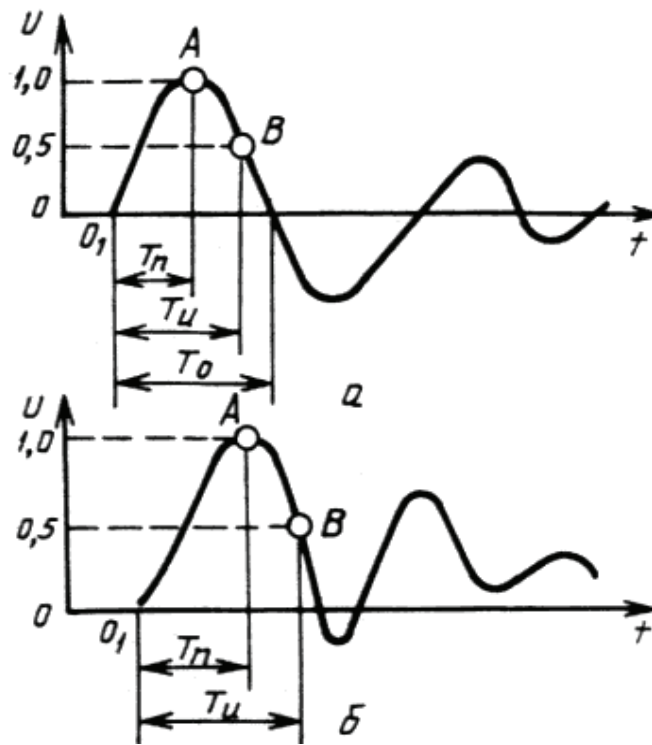


Рис. 3.6. Коливальний комутаційний імпульс

Примітка. При випробуванні внутрішньої ізоляції силових трансформаторів, трансформаторів напруги й шунтуючих реакторів тривалість імпульсу $T_{и}$ визначають як інтервал між початком імпульсу O_1 і першим переходом напруги через нульове значення (час до нуля T_0).

Час понад 90 % (T_{90}) визначають як інтервал часу між точками на фронті й спаді імпульсу, де значення напруги дорівнює 90% максимального значення.

Стандартний аперіодичний комутаційний імпульс повинен мати наступні параметри:

- час підйому T_{π} – (250 ± 50) мкс;
- тривалість імпульсу $T_{\text{и}}$ – (2500 ± 750) мкс;
- допуск на максимальне значення імпульсу – ± 3 %.

Позначення імпульсу: «250/2500».

Допускається застосування аперіодичних імпульсів 100/2500, 500/2500 і 1000/5000 з допусками: на час підйому ± 20 %, на тривалість ± 30 % і на максимальне значення ± 3 %. Необхідність застосування цих імпульсів повинна бути зазначена в НД на електроустаткування.

Стандартний коливальний комутаційний імпульс повинен мати форму, зазначену на рис. 3.6, а. Полярність імпульсу визначається полярністю першого напівперіоду. Параметри імпульсу повинні бути наступними:

а) для внутрішньої (випробуваної окремо від зовнішньої) ізоляції газонаповненого електроустаткування й для лінійної ізоляції, у тому числі гірлянд ізоляторів:

- час підйому T_{π} – (4000 ± 1000) мкс;
- тривалість імпульсу $T_{\text{и}}$ – (7500 ± 2500) мкс;
- допуск на максимальне значення імпульсу – ± 3 %.

Позначення імпульсу: «4000/7500».

Допускається застосування імпульсу, зображеного на рис. 3.6, б, з параметрами стандартного коливального імпульсу;

б) для внутрішньої ізоляції силових трансформаторів і шунтуючих реакторів:

- час підйому T_{π} – не менше 20 мкс;
- тривалість імпульсу T_0 – не менше 500 мкс;
- час понад 90% T_{90} – не менше 200 мкс;
- допуск на максимальне значення імпульсу – ± 3 %.

Позначення імпульсу: «20/500».

Форма й параметри комутаційного імпульсу, яким необхідно випробувати ту або іншу ізоляцію, а також відношення максимального значення другого напівперіоду до максимального значення першого й час понад 90 %, якщо вони впливають на результати випробування, повинні бути зазначені в НД на електроустаткування окремих видів.

Випробування внутрішньої ізоляції (крім газової) проводять за триударним методом. Зовнішню ізоляцію комутаційними імпульсами випробовують у сухому стані й під штучним дощем стандартизованих параметрів. Випробування зовнішньої ізоляції в сухому стані й внутрішньої газової ізоляції проводять так само, як і випробування грозовими імпульсами, тобто за 15-ударним методом.

Контрольні питання

1. Які вимоги висуваються нормативними документами щодо швидкості підйому напруги при випробуванні?
2. Які існують види умов випробувань змінною напругою?
3. Які вимоги висуваються щодо навколишніх умов при випробуванні електроустаткування?
4. Які вимоги існують щодо визначення рівнів випробних напруг змінного струму при проведенні випробувань у користувачів?
5. Якими причинами викликана необхідність проведення випробувань ізоляції електроустаткування постійною напругою?
6. У чому полягає відмінність щодо навантаження ізоляції при випробуваннях змінною та постійною напругами?
7. Якими характеристиками слід користуватися при визначенні результатів випробувань підвищеною напругою?
8. Якими параметрами імпульсів слід користуватись та яку методику використовувати для визначення міцності ізоляції при впливі грозових перенапруг?
9. Які методи випробувань ізоляції імпульсними напругами Ви знаєте?
10. У чому полягає випробування ізоляції комутаційними перенапругами?

3.4 Неруйнівні методи випробувань

3.4.1 Вимірювання опору ізоляції й коефіцієнта абсорбції

Опір ізоляції постійному струму визначають як відношення прикладеної до ізоляції постійної напруги до струму, що проходить у ній:

$$R_{\text{із}} = \frac{U}{I}.$$

Зменшення опору ізоляції свідчить про її сильне зволоження чи наявність наскрізних дефектів. Проте, здійснюючи контроль ізоляції за її опором, слід брати до уваги особливості, пов'язані з фізичними процесами, що відбуваються в ізоляції.

Зазвичай ізоляція неоднорідна; вона складається з декількох шарів з різними діелектричними характеристиками.

Розглянемо найпростіший випадок (рис. 3.7, *a*) двошарової ізоляції (наприклад, папір – трансформаторне масло). Схему її заміщення показано на рис. 3.7, *б*. Під дією постійної напруги в ізоляції проходить наскрізний струм $i_{\text{н}}$, обумовлений її електропровідністю. У цьому випадку:

$$i_{\text{н}} = \frac{U}{R_1 + R_2}.$$

У момент прикладання до ізоляції напруги в ній, крім наскрізного струму, проходить обумовлений перерозподілом електричного заряду струм абсорбції $i_{\text{абс}}$, оскільки у початковий момент відбувається розподіл напруги обернено пропорційно ємностям шарів:

$$\frac{U_{1\text{п}}}{U_{2\text{п}}} = \frac{C_2}{C_1}. \quad (3.4.1)$$

У сталому режимі розподіл напруги визначається опором шарів:

$$\frac{U_{1\text{ст}}}{U_{2\text{ст}}} = \frac{R_1}{R_2}. \quad (3.4.2)$$

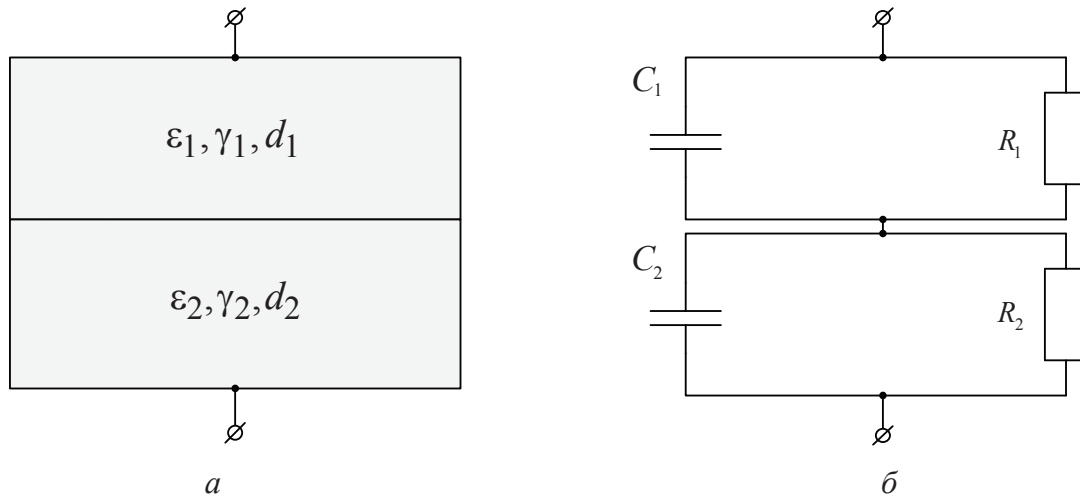


Рис. 3.7. Двошарова ізоляція (а) та її схема заміщення (б)

Зі співвідношень (3.4.1) і (3.4.2) випливає, що $U_{1н} = U_{1ст}$ і $U_{2н} = U_{2ст}$ тільки тоді, коли $R_1 C_1 = R_2 C_2$.

Ця умова зазвичай не виконується, тому в шарах ізоляції відбувається зміна напруженості електричного поля за рахунок нагромадження зарядів на межі поділу шарів і проходить струм абсорбції, котрий згодом спадає та стає рівним нулю, коли закінчується процес зміни поля в ізоляції. Значення струму абсорбції можна виразити так:

$$i_{абс}(t) = \frac{U(R_1 C_1 - R_2 C_2)^2}{R_1 R_2 (R_1 + R_2)(C_1 + C_2)^2} e^{-t/\tau}, \quad (3.4.3)$$

де

$$\tau = \frac{R_1 R_2 (C_1 + C_2)}{R_1 + R_2}.$$

Повний струм в ізоляції визначають за формулою (без врахування короткочасного імпульсу струму заряду C_1 та C_2):

$$i(t) = i_n + i_{абс}.$$

З вищевикладеного випливає, що струм в ізоляції з часом спадає, а опір зростає (рис. 3.8). Тому з метою порівняння даних, отриманих під час контролю за станом устаткування, опір його ізоляції прийнято вимірювати через певні проміжки часу після початку прикладання напруги. Нормативними документами для більшості устаткування цей проміжок встановлений значенням 60 с (відповідне позначення опору – R_{60}). Якщо вважати, що до цього моменту складові струму в ізоляції досягнуть співвідношення $i_{абс} \ll i_n$, тоді $R_{із} = R_{60} = R_1 + R_2$.

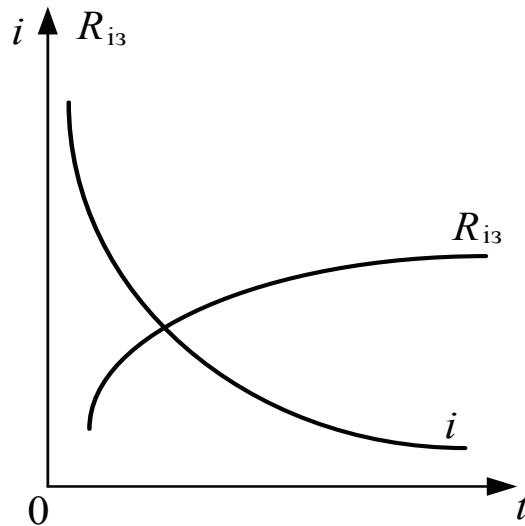


Рис. 3.8. Залежність опору ізоляції та струму в ній від часу

У разі зволоження одного з шарів його опір знижується, як і загальний опір ізоляції. Однак це зниження стає помітним тільки тоді, коли зволоження захоплює значну товщину ізоляції. В іншому випадку загальний опір визначається високим опором незволоженого шару.

Водночас незначне поверхневе забруднення чи зволоження ізоляції може спричинити різке зниження її опору та помилковий висновок про необхідність сушіння ізоляції.

Опір ізоляції залежить не тільки від її стану, але й від геометричних розмірів (товщини, площі). У зв'язку з цим неможливо запровадити єдині норми для опору ізоляції, тому отримані результати вимірювань порівнюють із даними заводських або попередніх вимірювань для випробуваного об'єкта.

Порівнюючи результати вимірювань, треба враховувати значну залежність опору ізоляції від її температури. Для ізоляції на основі слюди, яку широко застосовують в електричних машинах, можна вважати, що опір R_{60} знижується удвічі в разі підвищення температури на $18\text{ }^{\circ}\text{C}$.

Для ізоляції трансформаторів, яка складається з целюлозних діелектриків (папір, картон тощо) та трансформаторного масла, температурний перерахунок опору виконують за формулою:

$$R_{\theta_2} = R_{\theta_1} / K,$$

де R_{θ_1} і R_{θ_2} – опори відповідно за температур θ_1 і θ_2 ; K – коефіцієнт перерахунку опору, що залежить від різниці температур $\Delta\theta$ вимірювань значень R_{θ_2} і R_{θ_1} ($\Delta\theta = \theta_2 - \theta_1$).

Значення коефіцієнта K наведено в табл. 3.3.

Таблиця 3.3

$\theta_2 - \theta_1, ^\circ\text{C}$	5	10	15	20	25	30	35
K	1,23	1,50	1,84	2,25	2,75	3,4	4,15

Температура ізоляції не однакова на всіх її ділянках. Зазвичай як середню беруть температуру обмотки трансформатора, яку визначають, вимірюючи її опір постійному струму.

Вимірювання опору ізоляції можна вважати контрольним методом для виявлення наскрізних дефектів, поверхневого чи глибокого об'ємного зволоження ізоляції.

Визначення коефіцієнта абсорбції. Коефіцієнтом абсорбції називають відношення опорів ізоляції, визначених через 15 і 60 с після прикладення випробувальної постійної напруги:

$$K_{\text{абс}} = \frac{R_{60}}{R_{15}}.$$

Цей вираз можна подати через складові струму, що проходить через ізоляцію:

$$R_{60} = \frac{U}{i_{\text{н}} + i_{\text{абс}(60)}};$$

$$R_{15} = \frac{U}{i_{\text{н}} + i_{\text{абс}(15)}};$$

$$K_{\text{абс}} = \frac{i_{\text{н}} + i_{\text{абс}(15)}}{i_{\text{н}} + i_{\text{абс}(60)}};$$

де $i_{\text{абс}(15)}$ і $i_{\text{абс}(60)}$ – значення струму абсорбції відповідно через 15 і 60 с після прикладення напруги.

Чим більше зволожена ізоляція, тим більший її наскрізний струм, та врешті $i_{\text{н}} \gg i_{\text{абс}}$, – а коефіцієнт $K_{\text{абс}} \rightarrow 1$.

У незволоженій ізоляції наскрізний струм малий, а струм абсорбції змінюється протягом тривалого періоду (десятків і сотень секунд). У цьому випадку $K_{\text{абс}} > 1$ (рис. 3.9).

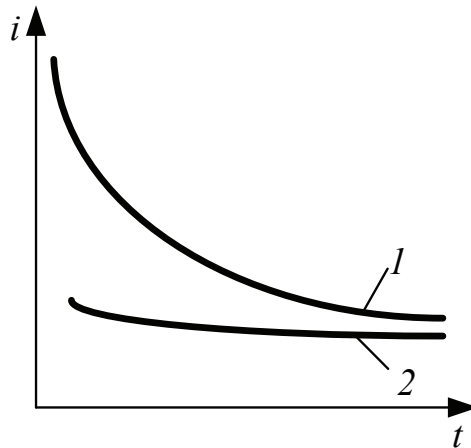


Рис. 3.9. Залежність струму від часу:
1 – у зволоженої ізоляції; 2 – у не зволоженої ізоляції

Ізоляція електричних машин і трансформаторів вважається незволоженою (не потребує сушіння), якщо за 20 °С

$$K_{\text{абс}} \geq 1,3.$$

Коефіцієнт абсорбції не залежить від геометричних розмірів ізоляції, та меншою мірою, ніж опір ізоляції, залежить від температури. Проте він залежить від поверхневого забруднення ізоляції, за якого зростає i_n , а $K_{\text{абс}} \rightarrow 1$.

Для вимірювання опору ізоляції та визначення коефіцієнта абсорбції застосовують мегаомметри (наприклад виробництва ПАТ «Уманський завод «МЕГОММЕТР» типу ЭС0202/2-Г з аналоговим відліком та ручним приводом, ЦС0202-1, ЦС0202-2 з цифровим відліком). Вимірювання проводять на вимкненому та, як правило, від'єднаному від зовнішньої мережі устаткуванні.

Цифрові мегаомметри живляться від мережі змінного струму 220 В, 50 Гц; або від внутрішнього джерела живлення, мають блок стабілізованої випрямленої напруги 2500 В для забезпечення протікання струму через ізоляцію об'єкта контролю (устаткування). Для підключення до об'єкта контролю мегаомметр має клемами з написами «Rx» (+, –) та «Э» (екран). Клему «Э» (екран) використовують у випадках підключень мегаомметра за схемами вимірювань, де необхідно усунути вплив поверхневих опорів на результат виміру опору ізоляції.

Мегаомметри мають шкалу, проградуйовану безпосередньо в мегаомах (в ряді випадків – у кілоомах). Прилади мають сигналізацію про моменти відліку через 15 і 60 с після подання напруги.

3.4.2 Ємнісні методи контролю стану ізоляції

Ємність вимірюють для контролю стану ізоляції високовольтного електроустаткування, зокрема, силових трансформаторів, трансформаторів струму, вводів, високовольтних конденсаторів подільників напруги і зв'язку, а також деякого іншого устаткування. При цьому ізоляція може характеризуватися абсолютною величиною ємності, її зміною в часі та залежністю від частоти випробувальної напруги й температури. Залежно від конструктивних особливостей виконання ізоляції інформативність змін перелічених ємнісних характеристик може бути різною, що і обумовлює обсяг застосування їх для того чи іншого виду чи типу устаткування.

Метод «ємність – частота». Ємність ізоляції між електродами можна розкласти в суму двох складових: геометричної (C_r) та абсорбційної ($C_{\text{абс}}$) ємності (рис. 2.7).

Геометрична ємність:

$$C_r = \frac{C_1 C_2}{C_1 + C_2}. \quad (3.4.4)$$

Абсорбційну ємність для двошарової ізоляції визначають за формулою:

$$C_{\text{абс}} = \frac{1}{U} \int_0^t i_{\text{абс}}(t) dt,$$

яка з урахуванням співвідношення (3.4.3) набуває вигляду:

$$C_{\text{абс}} = \int_0^t \frac{(R_1 C_1 - R_2 C_2)^2}{R_1 R_2 (R_1 + R_2) (C_1 + C_2)^2} e^{-t/\tau} dt,$$

а після інтегрування –

$$C_{\text{абс}} = \frac{(R_1 C_1 - R_2 C_2)^2}{(R_1 + R_2)^2 (C_1 + C_2)} (1 - e^{-t/\tau}). \quad (3.4.5)$$

З формули (3.4.4) випливає, що $C_{\text{абс}} = 0$ для $t = 0$ і досягає максимального значення для $t \rightarrow \infty$. Малий час вимірювання ємності еквівалентний вимірюванню на високій частоті, коли тривалість півперіоду випробної напруги мала, а великий – низькій частоті. Таким чином, вимірне значення абсорбційної ємності зменшується зі збільшенням частоти випробної напруги. Це пояснюється тим, що за короткий півперіод прикладеної

напруги поляризаційні процеси не встигають завершитися повною мірою.

Водночас абсорбційна ємність залежить від стану ізоляції. У разі її зволоження швидкість процесів поляризації, абсорбційний заряд і абсорбційна ємність зростають. На рис. 3.10 показано, як повна ємність ($C_r + C_{абс}$) змінюється в разі підвищення частоти випробної напруги для зволоженої (1) та не зволоженої (2) ізоляції.

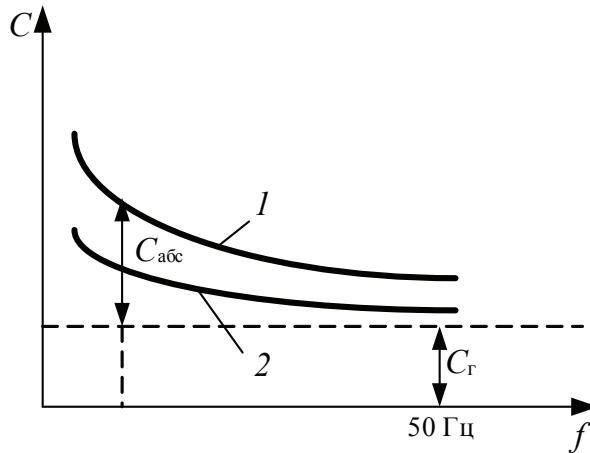


Рис. 3.10. Залежність ємності від частоти для ізоляції:
1 – зволоженої; 2 – не зволоженої

Метод «ємність – частота» (запропонований В.Б. Кулаковським) рекомендовано застосовувати для контролю зволоження силових трансформаторів, залитих маслом. Недолік методу полягає в його порівняно низькій чутливості.

Стан ізоляції визначають відношенням ємностей C_2/C_{50} , виміряних відповідно на частоті 2 та 50 Гц. Для не зволоженої ізоляції $C_2/C_{50} = (1,0...1,2)$ за температури 20 °С, а для зволоженої $C_2/C_{50} > 1,2$. На значення C_2/C_{50} впливають також характеристики трансформаторного масла, яким залитий трансформатор. Погіршення характеристик масла (збільшення його $\text{tg}\delta$) зумовлює зростання C_2/C_{50} .

Метод «ємність – час». Цей метод заснований на принципах роздільного вимірювання абсорбційної та геометричної ємностей. Показником стану ізоляції є відношення $C_{абс}/C_r$.

З урахуванням співвідношень (3.4.4) та (3.4.5) маємо:

$$\frac{C_{\text{абс}}}{C_r} = \frac{(R_1 C_1 - R_2 C_2)^2}{C_1 C_2 (R_1 + R_2)^2} (1 - e^{-t/\tau}).$$

Зволоження ізоляції спричинює збільшення $C_{\text{абс}}$ і відношення $C_{\text{абс}}/C_r$.

Метод «ємність – час» (розроблений Б.О. Алексєєвим), застосовують для контролю зволоження ізоляції обмоток не залитих маслом трансформаторів переважно на трансформаторних заводах, щоб контролювати процес сушінням ізоляції в період складання трансформаторів і в процесі експлуатації (під час ревізій). Наприкінці ревізії трансформатора відношення $C_{\text{абс}}/C_r$ має бути не більшим ніж 0,12 за температури 20 °С і 0,18 – за температури 30 °С.

Застосування цього методу для контролю ізоляції трансформаторів, залитих маслом, виявилось неможливим через дуже сильний вплив характеристик масла на результати вимірювань, що ускладнює оцінювання стану ізоляції обмоток.

Температурний перерахунок $C_{\text{абс}}/C_r$ здійснюють за формулою:

$$(C_{\text{абс}}/C_r)_{\theta_2} = (C_{\text{абс}}/C_r)_{\theta_1} K$$

Значення коефіцієнта перерахунку K , що залежить від різниці температур вимірювань $\Delta\theta = \theta_2 - \theta_1$, наведено в табл. 3.4.

Таблиця 3.4

$\theta_2 - \theta_1, ^\circ\text{C}$	5	10	15	20	25	30	35
K	1,25	1,55	1,95	2,40	3,00	3,70	4,60

Великі значення коефіцієнта K свідчать про сильну залежність $C_{\text{абс}}/C_r$ від температури, що є однією з причин значних похибок вимірювань.

Для вимірювання значень C_2/C_{50} і $C_{\text{абс}}/C_r$ застосовують прилад ПКВ-7. На рис. 3.11 зображено спрощену схему, що пояснює принцип вимірювання зазначених величин. Об'єкт дослідження подано схемою заміщення по Фойгту.

У процесі вимірювання геометричної ємності C_r випробовуваного об'єкта він спочатку заряджається від джерела стабілізованої постійної напруги $U_0 = 350$ В через замкнуті контакти К3, а потім, після їхнього перемикування розряджається на еталонний конденсатор $C_{\text{ет}}$ через замкнуті контакти К3, К2. Через 0,01 с контакти К2 розмикаються, а К1 – замикаються, закорочуючи об'єкт випробування.

За цей час (0,01 с) відбувається розрядження тільки ємності C_r , бо постійна її розряду дуже мала й визначається фактично омичним опором контактів К3 та К2. Тому напруга на еталонному конденсаторі пропорційна ємності C_r . З умови рівності зарядів можна записати співвідношення:

$$C_r U_0 = C_{\text{ет}} U, \quad (3.4.6)$$

де U_0 і U – відповідно зарядна та вимірювана вольтметром V напруги.

Оскільки $C_{\text{ет}} \gg C_r$, то

$$U \approx U_0 \frac{C_r}{C_{\text{ет}}}.$$

Напругу на еталонному конденсаторі вимірюють вольтметром з високим входним опором, шкала якого градуйована в одиницях ємності.

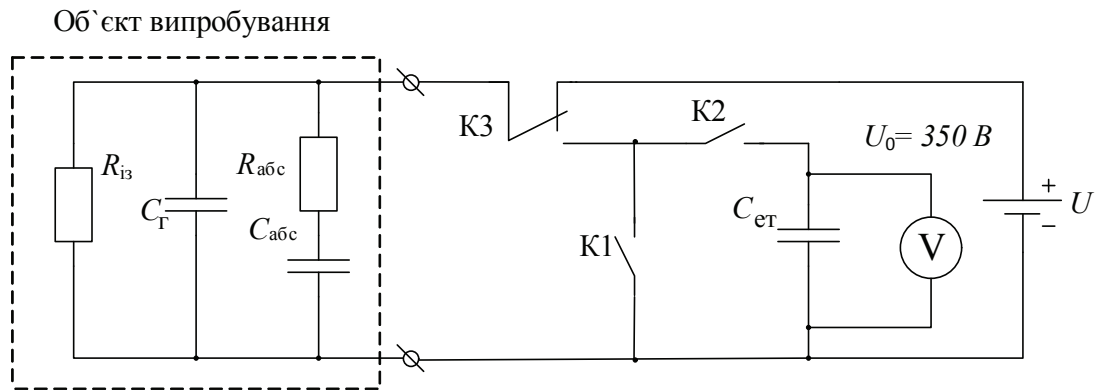


Рис. 3.11. Схема, яка пояснює принцип вимірювання ємнісних характеристик ізоляції

Для вимірювання абсорбційної складової ємності $C_{абс}$ випробуваний об'єкт знову підключають до джерела постійної напруги через контакти К3, а потім перемикають на вимірювальний прилад, у якому контакти К1 замкнуті, а К2 – розімкнуті. При цьому об'єкт виявляється замкнутим, і відбувається розрядження ємностей C_r і $C_{абс}$, причому з різними постійними часу, обумовленими значенням опорів у їхньому розрядному колі.

Через 5...10 мс контакти К1 розмикаються, а К2 замикаються. За цей час (5...10 мс) встигає розрядитися тільки геометрична складова ємності об'єкта C_r . Після перемикання контактів К1 і К2 відбувається розрядження абсорбційної ємності $C_{абс}$ на еталонний конденсатор $C_{\text{ет}}$. При цьому напруга на конденсаторі $C_{\text{ет}}$ пропорційна абсорбційній ємності $C_{абс}$. Постійна розряду $C_{абс}$ визначається значенням $R_{абс}$, тобто $\tau_{абс} \approx R_{абс} C_{абс}$.

Із результатів експериментальних досліджень відомо, що розрядження $C_{абс}$ на $C_{ет}$ закінчується через 1 с, тому через зазначений час контакти К2 розмикаються, після чого визначається значення $C_{абс}$ за допомогою вольтметра V.

Прилад ПКВ-7 також дає змогу вимірювати різницю ємностей $C_2 - C_{50}$, яка фактично дорівнює $C_{абс}$, бо $C_2 \approx C_{г} + C_{абс}$, а $C_{50} \approx C_{г}$. Для цього після зарядження випробовуваного об'єкта він закорочується контактами К1 на 5...10 мс, а потім підключається до $C_{ет}$ через контакти К2.

Прилад ПКВ-7 працює в циклі зарядження – розрядження з частотою 2 Гц в разі вимірювання величин C_{50} і $C_2 - C_{50}$ і з частотою 0,25 Гц – у разі вимірювання $C_{абс}$.

Відношення C_2/C_{50} визначається як:

$$C_2 / C_{50} = \frac{C_2 - C_{50}}{C_{50}} + 1.$$

3.4.3 Абсорбційний метод контролю стану ізоляції

Для багатьох видів електроустаткування (трансформаторів, реакторів, трансформаторів струму та вводів з паперово-масляною ізоляцією) важлива умова надійної роботи – низький вологовміст твердої ізоляції (електрокартону й електроізоляційного паперу). Під час експлуатації безпосередньо визначити вологовміст неможливо, тому його контролюють непрямыми методами: вимірюванням опору ізоляції, ємнісних характеристик, кута діелектричних втрат.

Ці методи мають істотні недоліки: вони не дають можливості виявити зволоження в початковій стадії (якщо вологість ізоляції менша ніж 3 %) та зволоження, що захопило лише частину об'єму ізоляції. Крім того, вони суттєво залежать від характеристик трансформаторного масла.

Нові можливості контролю ізоляції відкриваються в разі вимірювання значення та швидкості зміни струму абсорбції. Цей метод розроблено на кафедрі техніки високих напруг Київського політехнічного інституту професором, д.т.н Ієрусалімовим М.Ю.

Зазвичай ізоляція неоднорідна та складається з декількох шарів з різними діелектричними характеристиками.

У разі прикладення до ізоляції постійної напруги в ній відбуваються процеси повільної міграційної поляризації, які полягають у нагромадженні

об'ємних зарядів на поверхні розділу шарів. Ці процеси обумовлені перерозподілом електричного поля. У початковий момент прикладення напруги вона розподіляється відповідно до значень ємностей шарів, а в сталому режимі – відповідно до значень їхніх опорів.

Інтенсивність, швидкість і тривалість цих процесів визначаються діелектричними характеристиками шарів: питомими об'ємними опорами та діелектричними проникностями. Зміни цих характеристик, пов'язані зі зволоженням, зумовлюють зміну інтенсивності та швидкості процесів міграційної поляризації.

Безпосереднім проявом міграційної поляризації є струм абсорбції, який для багат шарової ізоляції можна записати у вигляді:

$$i_{\text{абс}}(t) = \sum_{i=1}^m \frac{U \cdot e^{-t/\tau_i}}{\sum_{k=1}^n \left(\frac{R_k}{\left(1 - T_k/\tau_i\right)^2} \right)}, \quad (3.4.7)$$

де R_k та $T_k = R_k C_k = \rho_k \varepsilon_k$ – характеристики шарів ізоляції; τ_i – постійні часу процесів міграційної поляризації, які визначаються з рівняння:

$$\sum_{k=1}^n \frac{R_k}{\tau - T_k} = 0. \quad (3.4.8)$$

У рівняннях (3.4.7) і (3.4.8) n – кількість шарів, $m = n - 1$ – кількість границь розділу між шарами.

З рівнянь (3.4.7) та (3.4.8) видно, що початкове значення складових струму абсорбції i_i та їх постійні складові τ_i визначаються параметрами прошарків багат шарової ізоляції. Зміна характеристик R_k та C_k хоч би одного із прошарків суттєво впливає на параметри струму абсорбції.

В трансформаторах при старінні та зволоженні ізоляції питомі об'ємні опори прошарків зменшуються. Це призводить до зменшення постійних часу τ_i складових струму абсорбції та до зростання швидкості його зміни.

Таким чином, швидкість зменшення струму абсорбції може служити характеристикою стану ізоляції.

В свою чергу швидкість зміни струму абсорбції можна охарактеризу-

вати відношенням двох величин струму абсорбції, вимірюваних у два моменти часу. Це співвідношення, яке назване коефіцієнтом істинної абсорбції K_i , запропоноване Ієрусалімовим М.Ю. Показана можливість використання K_i у якості критерію зволоження ізоляції трансформаторів.

Вираз для цього коефіцієнта у загальному вигляді може мати вигляд:

$$K_i = \frac{i_{\text{абс}}(t_1)}{i_{\text{абс}}(t_2)} = \frac{\sum_{i=1}^m i_i \exp\left(-\frac{t_1}{\tau_i}\right)}{\sum_{i=1}^m i_i \exp\left(-\frac{t_2}{\tau_i}\right)}. \quad (3.4.9)$$

Коефіцієнт K_i залежить від характеристик прошарків ізоляції. При збільшенні питомих об'ємних провідностей прошарків, коефіцієнт K_i збільшується. Це видно на прикладі двошарової ізоляції, для якої:

$$K_i = \exp\left(\frac{t_2 - t_1}{\tau}\right),$$

де

$$\tau = \frac{\varepsilon_1 d_2 + \varepsilon_2 d_1}{\gamma_1 d_2 + \gamma_2 d_1},$$

а $\gamma_1, \gamma_2, \varepsilon_1, \varepsilon_2, d_1, d_2$ – відповідно питомі провідності, діелектричні проникності та товщини прошарків.

Для багатошарової ізоляції у відповідності з (3.4.9) ця закономірність зберігається, але вимірювання струмів абсорбції $i_{\text{абс}}(t_1)$ та $i_{\text{абс}}(t_2)$ повинно виконуватись в інтервалі часу, в якому найбільш сильно проявляється зміна швидкості спадання струму абсорбції. Особливо важливо вибрати перший момент вимірювання струму абсорбції t_1 так, щоб до цього моменту не встигли затухнути «швидкі» складові струму абсорбції, спричинені зволженими прошарками ізоляції.

Дослідження маслобар'єрної ізоляції трансформаторів в залежності від її стану дають наступні значення: T_k та τ_i змінюється в межах від 30 до 40 секунд (суха) та від 4 до 0,45 секунд (зволожена).

У зв'язку з цим перший момент вимірювання t_1 можна вибрати через 0,1 секунди після початку протікання струму абсорбції. Другий момент часу t_2 може бути рівним 2 секундам, коли струм абсорбції визначається в основному його «повільними» складовими. Таким чином, коефіцієнт

істинної абсорбції визначається співвідношенням:

$$K_i = \frac{i_{\text{абс}}(0, 1\text{с})}{i_{\text{абс}}(2, 0\text{с})}$$

Цей коефіцієнт відображає прямі зв'язки, які існують між характеристиками ізоляції та електричними процесами в ній (міграційною поляризацією). Основною змінюваною характеристикою прошаків є питома електропровідність, яка сама в значній мірі залежить від стану ізоляції.

Необхідно підкреслити, що коефіцієнт K_i чутливий до зміни питомої електропровідності не тільки в усьому об'ємі ізоляції, а і в її частині. В цьому випадку змінюються постійні часу одної або декількох складових струму абсорбції, що і призводить до зміни значення коефіцієнту.

Коефіцієнт стану ізоляції. Електроізоляційні матеріали характеризуються високими значеннями питомих об'ємних опорів, у зв'язку з чим процеси міграційної поляризації протікають уповільнено. Для ізоляції електричних машин визначальна форма старіння – теплова (пересихання ізоляції), що призводить до зменшення неоднорідності ізоляції та до зменшення величини та швидкості зміни струму абсорбції.

У даному випадку показник стану ізоляції повинен враховувати як зміни абсолютних значень складових струму абсорбції, так і зміни їх постійної часу.

Таким показником може служити похідна струму абсорбції по часу. В загальному вигляді ця величина визначається наступним чином:

$$|v_i| = \left| \frac{di_{\text{абс}}}{dt} \right| = \sum_{i=1}^m \frac{i_i}{\tau_i} e^{-t/\tau_i}$$

Оскільки величина $|v_i|$ пропорційна абсолютним значенням струму абсорбції та залежить від геометричних розмірів випробуваного устаткування та випробної напруги, для виключення впливу вказаних факторів необхідно віднести швидкість $|v_i|$ до геометричної ємності C_r та випробної напруги U . Показник стану ізоляції K_c в остаточному вигляді представляє собою наступну величину:

$$K_c = \frac{\left| \frac{di_{\text{абс}}}{dt} \right|}{C_r \cdot U}$$

де $\left| \frac{di_{\text{абс}}}{dt} \right|$ – швидкість зміни струму абсорбції, виміряна через 0,...0,15 секунди після початку протікання струму абсорбції; C_r – геометрична ємність випробного об'єкта; U – випробна напруга.

Оскільки $UC_r = Q_r$ – заряд геометричної ємності, то коефіцієнт стану ізоляції можна записати виразом:

$$K_c = \frac{i_1 - i_2}{Q_r(t_2 - t_1)},$$

де i_1 та i_2 – струм абсорбції, виміряний відповідно в моменти часу t_1 та t_2 .

Як і K_p , K_c визначається характером поляризаційних процесів, які в свою чергу залежать від стану ізоляції. Його величина не залежить від поверхневих струмів витоків по ізоляції, оскільки при визначенні K_c визначається тільки абсорбційна складова струму.

Вимірювання швидкості спаду струму абсорбції може бути використане для контролю сушіння ізоляції силових трансформаторів, трансформаторів струму, введів під час ремонту та стану ізоляції іншого електроустаткування в процесі його експлуатації.

Принцип вимірювання струму абсорбції показано на схемі рис. 3.12.

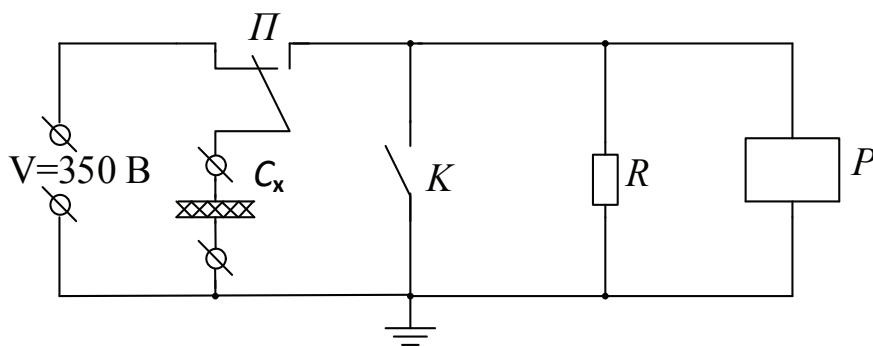


Рис. 3.12. Принцип вимірювання струму абсорбції

Ємність C_x випробуваного об'єкта (його схему заміщення зображено на рис. 3.11) заряджають від джерела постійної напруги. Тривалість зарядження має бути достатньою для завершення процесів міграційної поляризації; її можна взяти рівною 60 с. Після зарядження об'єкта перемикають перемикач P , і він починає розряджатися на резистор R , значення якого значно менше внутрішнього та поверхневого опору ізоляції. Завдяки цьому забруднення та зволоження поверхні ізоляції, наприклад

вводів трансформатора чи реактора, не впливає на значення струму абсорбції.

Протягом 5 мс після перемикаччя перемикача Π контакти реле K замкнені. За цей час завершується розрядження геометричної ємності об'єкта. Після розмикання контакту K через резистор R проходить струм абсорбції. Спад напруги на резисторі R , пропорційний струму абсорбції, фіксується реєстратором P , наприклад осцилографом.

Вимірювання струму абсорбції здійснюється за допомогою приладу У-268. Його зовнішній вигляд наведений на фото 3.1.



Фото 3.1. Зовнішній вигляд приладу для вимірювання струмів абсорбції У-268

У ньому в цифровій формі фіксується значення струму абсорбції через 0,06; 0,1; 0,2; 0,4; 1; 2 с в діапазоні 0,1...1000 мкА, а також значення заряду геометричної ємності об'єкта дослідження в межах 0,1...1000 мкКл.

Струм вимірюють у три моменти часу після початку розрядження попередньо зарядженої ємності ізоляції, два з яких – 0,06 і 0,1 с – фіксовані, а третій може набувати одного із зазначених раніше значень.

Вимірювання заряду та трьох значень струму здійснюється автоматично. Тривалість циклу зарядження та вимірювання становить 60 с.

Функціональну схему приладу У-268 зображено на рис. 3.13. Прилад містить зарядний пристрій (ЗП) та комутатор (К), керовані блоком автоматичного керування (БАК), блок ручного керування (БРК), масштабний перетворювач (МП), перетворювач напруги в код (ПНК), блок цифрової індикації (БЦІ) та блок живлення (БЖ).

Після натискання кнопки ПУСК, що знаходиться в БРК, відбувається запуск БАК, який формує команди керування роботою приладу відповідно до встановленого алгоритму. Від джерела постійної напруги 1000 В, що знаходиться в ЗП, заряджають об'єкт C_x , а потім вимірюють заряд його геометричної ємності Q_r та струму абсорбції $i_{абс}$ в різні моменти часу.

За допомогою МП величина Q_r та миттєві значення $i_{абс}$ нормуються до необхідного рівня, переводяться у цифрові коди за допомогою аналогово-цифрового перетворювача ПНК, запам'ятовуються в БЦІ та виводяться на цифрове табло. Установка границь вимірювання Q_r та миттєвих значень $i_{абс}$, а також виведення результатів вимірювання на табло здійснюється за допомогою клавіатури БРК.

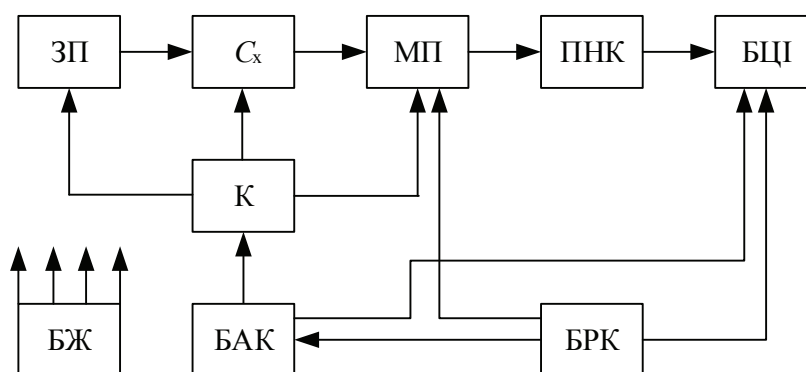


Рис. 3.13. Функціональна схема вимірника струму абсорбції У-268

3.4.4 Вимірювання тангенса кута діелектричних втрат

Під дією прикладеної до ізоляції напруги в ній виникають діелектричні втрати, обумовлені електричною провідністю й повільними видами поляризації.

Як відзначалося вище, діелектричні втрати можна визначити за формулою:

$$P = U^2 \omega C \operatorname{tg} \delta,$$

де U – діюче значення випробної змінної напруги; ω – кутова частота; C – ємність ізоляції; δ – кут діелектричних втрат (рис. 2.4).

Тангенс кута діелектричних втрат являє собою відношення активної та реактивної складових струму, що протікає в ізоляції:

$$\operatorname{tg} \delta = \frac{I_a}{I_c}.$$

Тангенс кута діелектричних втрат – найважливіша характеристика ізоляції. Чим він більший, тим більші в ізоляції діелектричні втрати, які можуть бути причиною її теплового пробою.

Збільшення тангенса кута діелектричних втрат зумовлене зволоженням ізоляції, іонізацією газових включень у розшарованій ізоляції, забрудненням ізоляції. Значення $\text{tg}\delta$ залежить також від температури ізоляції, випробної напруги та її частоти.

Тангенс кута діелектричних втрат – питома величина, що характеризує загальні діелектричні втрати в об’ємі ізоляції. Тому він істотно зростає тільки в разі збільшення втрат у значній частині об’єму ізоляції. Якщо ж втрати зросли в невеликій частині її об’єму, $\text{tg}\delta$ змінюється мало.

Проілюструємо це для випадків паралельного й послідовного розташування діелектриків з різними значеннями тангенса кута діелектричних втрат (рис. 3.14).

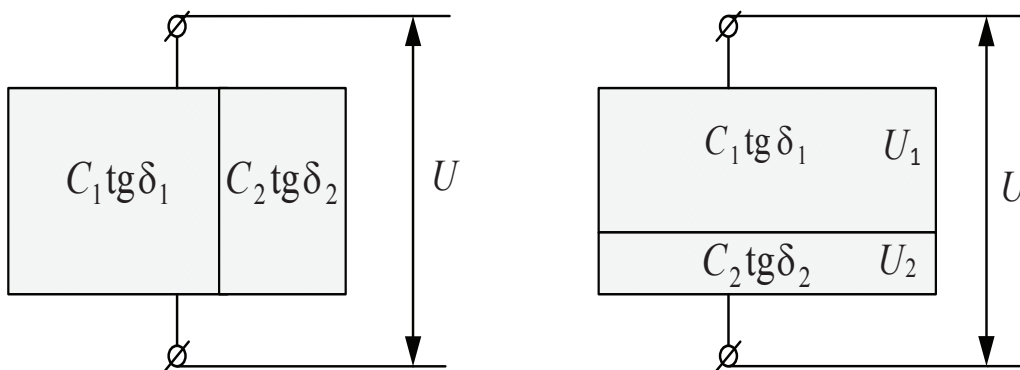


Рис. 3.14. Паралельне й послідовне розташування діелектриків з різними характеристиками

У першому випадку (паралельного розташування)

$$\text{tg}\delta = \frac{C_1 \text{tg}\delta_1 + C_2 \text{tg}\delta_2}{C_1 + C_2}. \quad (3.4.10)$$

Якщо об’єм V_2 значно менший об’єму першого шару V_1 , то й $C_2 \ll C_1$. Тоді

$$\text{tg}\delta \approx \text{tg}\delta_1 + \frac{C_2}{C_1} \text{tg}\delta_2. \quad (3.4.11)$$

Зі співвідношення (3.4.11) випливає, що результуючий тангенс кута втрат незначно перевищує тангенс кута втрат основного об’єму ізоляції.

У разі послідовного розташуванні шарів ізоляції

$$\operatorname{tg}\delta = \frac{C_2 \operatorname{tg}\delta_1 + C_1 \operatorname{tg}\delta_2}{C_1 + C_2}. \quad (3.4.12)$$

Якщо другий шар з більшим значенням тангенса кута втрат має незначну товщину, то $C_2 \gg C_1$. У цьому випадку:

$$\operatorname{tg}\delta \approx \operatorname{tg}\delta_1 + \frac{C_1}{C_2} \operatorname{tg}\delta_2.$$

Оскільки $C_2 \gg C_1$, то $\operatorname{tg}\delta \approx \operatorname{tg}\delta_1$.

Тому вимірювання тангенса кута втрат для неоднорідної композиційної ізоляції має сенс у тому випадку, коли відбуваються загальні зміни її характеристик – старіння (зволоження) ізоляції, характерне для силових трансформаторів, введів, трансформаторів струму з паперово-масляною ізоляцією та ін.

У разі зволоження твердої ізоляції менш ніж на 3%, якщо її температура дорівнює 20...30 °С, вирішальне значення для вимірювання тангенса кута втрат ізоляції мають характеристики трансформаторного масла. Вимірюючи $\operatorname{tg}\delta$ використовуваної ізоляції та порівнюючи отримані значення з тими, що одержані під час заводських контрольно-приймальних випробувань, треба враховувати вплив температури ізоляції під час вимірювання.

Для ізоляції силових трансформаторів температурний перерахунок виконують за формулою:

$$\operatorname{tg}\delta_{\theta_2} = \operatorname{tg}\delta_{\theta_1} \cdot K_{\operatorname{tg}\delta}.$$

Значення коефіцієнта перерахунку $K_{\operatorname{tg}\delta}$, що залежить від різниці температур $\Delta\theta$ вимірювань значень $\operatorname{tg}\delta_{\theta_2}$ і $\operatorname{tg}\delta_{\theta_1}$ ($\Delta\theta = \theta_2 - \theta_1$) наведено в табл. 3.5.

Таблиця 3.5

$\theta_2 - \theta_1, ^\circ\text{C}$	5	10	15	20	25	30	35	40	45	50
$K_{\operatorname{tg}\delta}$	1,15	1,31	1,51	1,75	2,00	2,30	2,65	3,00	3,50	4,00

Стан ізоляції оцінюють за абсолютною величиною $\operatorname{tg}\delta$.

Для введів з паперово-масляною ізоляцією на 150...220 кВ під час монтажу й після капітального ремонту $\operatorname{tg}\delta$ має бути не більшим ніж 0,8 %. Для введів на 330...500 кВ ці значення відповідно становлять 0,7 і 0,5 %.

Для силових трансформаторів $\text{tg}\delta$ після монтажу не може перевищувати паспортного значення більше ніж в $1,2 \dots 1,3$ рази.

Під час вимірювання $\text{tg}\delta$ слід враховувати ємнісний зв'язок між об'єктом випробувань, вимірювальним пристроєм і неекранованими струмопровідними частинами устаткування, яке працює. Вимірювальні пристрої мають досить надійну систему екранів, але струми ємнісного зв'язку (струми впливу) можуть проходити через схему вимірювального пристрою, спричинюючи значні похибки вимірів.

Нехай струм впливу $I_{\text{впл.}}$, зумовлений устаткуванням, яке працює, протікає через ємність об'єкта вимірювання C_x (рис. 3.15). Пунктиром позначено схему вимірювального пристрою (зазвичай вимірювального моста).

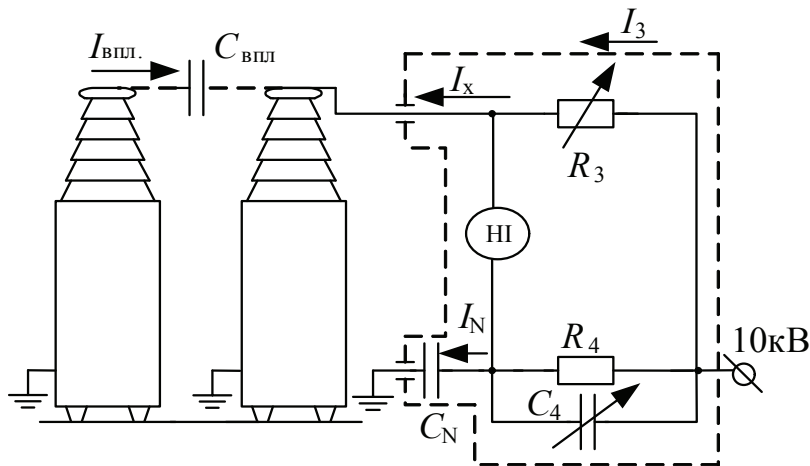


Рис. 3.15. Вплив устаткування, яке працює, на вимірювальний міст

Унаслідок того, що опір плеча моста $R_3 \ll 1/(\omega C_x)$, $I_3 \approx I_x + I_{\text{впл.}}$. Тому рівновага моста досягається за умови $(I_x + I_{\text{впл.}})R_3 = I_N R_4$, що призводить до помилкової оцінки вимірюваної величини $\text{tg}\delta$.

Вплив струму $I_{\text{впл.}}$ ілюструється векторною діаграмою на рис. 3.16. У разі врівноважування мостової схеми протікатиме сума струмів I_x та $I_{\text{впл.}}$, що мають фазовий зсув відносно один одного. Отже, у процесі відліку результатів вимірювання буде зафіксовано деяке фіктивне значення $\text{tg}\delta'$ або $\text{tg}\delta''$.

Для усунення зазначеного впливу можна вдаватися до способу двох відрахувань. Для цього виконують два вимірювання з фазами випробної напруги, що відрізняються одна від одної на 180° . Це досягається зміною

полярності трансформатора живлення. Для розрахунку дійсного значення $\text{tg}\delta_x$ обчислюють середнє арифметичне значення окремих результатів:

$$\text{tg}_x = \frac{\text{tg}\delta' + \text{tg}\delta''}{2},$$

або точніше

$$\text{tg}_x = \frac{\text{tg}' R_3'' + \text{tg}\delta'' R_3'}{R_3' + R_3''}.$$

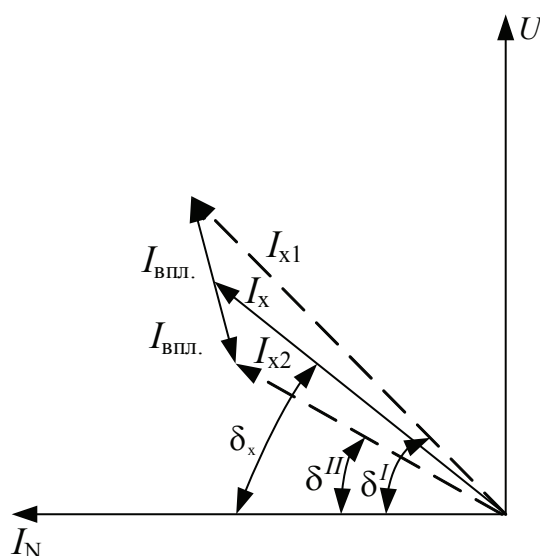


Рис. 3.16. Діаграма рівноваги моста з урахуванням зовнішніх впливів

Похибка вимірювання не є постійною й залежить від фази струму впливу стосовно струму об'єкта. Вона характеризується коефіцієнтом впливу:

$$K_{\text{впл.}} = \frac{I_{\text{впл.}}}{I_c} = \frac{I_{\text{впл.}}}{\omega C_x U_{\text{ном}}},$$

де ω – частота випробної напруги; C_x – ємність досліджуваного об'єкта; $U_{\text{ном}}$ – напруга живлення (зазвичай, до 10 кВ, яка забезпечується допоміжним трансформатором типу НОМ-10).

Тангенс кута діелектричних втрат ізоляції електроустаткування вимірюють за допомогою високовольтних мостів змінного струму, наприклад типу Р-595, Р-5026, «Вектор 2,0 М», СА7100 та аналогічних.

Схему випробної установки, яка дозволяє у інший спосіб зменшити похибку від струмів впливу, зображено на рис. 3.17. Вона містить

фазорегулятор Φ , автотрансформатор АТ типу ЛАТР, високовольтний трансформатор Т типу НОМ-10 і вимірювальний високовольтний міст, БКД – блок-контакт дверей огороження.

Одне плече моста – ємність досліджуваного об'єкта C_x , друге – еталонний конденсатор без втрат C_N , третє – магазин опорів R_3 . Четверте плече моста складається з постійного опору R_4 і магазину ємностей C_4 . Нуль-індикатором «НІ» виконаний на основі транзисторного підсилювача із живленням від гальванічних елементів постійного струму зі стрілочним приладом на виході.

Особливістю високовольтних мостів змінного струму для вимірювання діелектричних втрат в ізоляції є можливість вимірювання за оберненою чи прямою (нормальною) схемою. У першому випадку один з електродів заземлений, як показано на рис. 3.17, у другому – обидва електроди контрольованого об'єкта ізолювані від землі.

Під час вимірювання за оберненою схемою вимірювальна частина моста перебуває під високою напругою. Конструкція моста передбачає ізоляцію вимірювальної частини від заземленого корпусу для виконання вимог техніки безпеки в процесі випробувальних вимірювань.

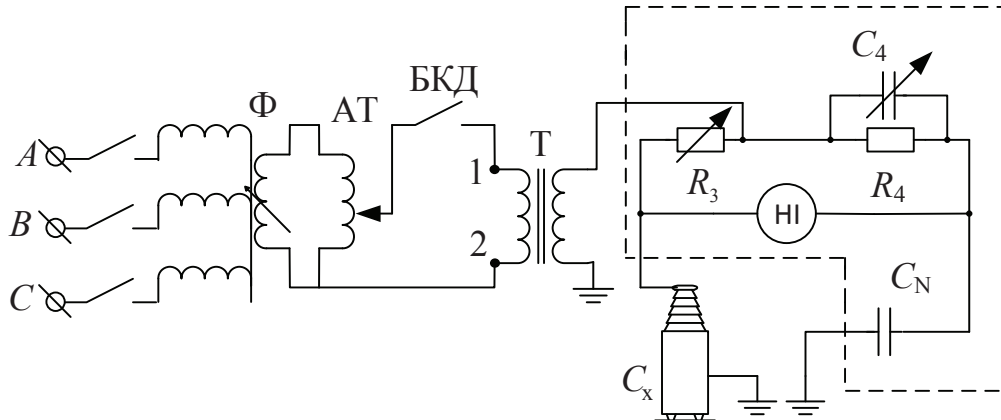


Рис. 3.17. Принципова схема установки для виміру $\text{tg} \delta$ (перемикач зміни полярності напруги на трансформаторі Т не показаний)

Для усунення похибок під час вимірювання $\text{tg} \delta$ за цією схемою застосовують метод узгодження фаз струмів впливу $I_{\text{впл.}}$ і об'єкта I_x . Регулювання фази здійснюють спеціальним пристроєм – фазорегулятором, увімкненим у коло живлення випробного трансформатора. Вимірювання виконують за методикою, зазначеною в табл. 3.6. Якщо різниця між $\text{tg} \delta_1$ та $\text{tg} \delta_2 = \frac{\text{tg} \delta'''}{2}$

не перевищує 0,002 (тобто 0,2 %), вимірювання припиняють. Якщо вказана різниця перевищує 0,2 %, вимірювання продовжуються за вказаною у табл. 3.6 послідовністю.

Дійсні значення $\text{tg}\delta_x$ і C_x визначають за результатами вимірів у відповідності до табл. 3.6 за такими формулами:

$$\text{tg}_x = \frac{\text{tg}\delta_1 R_3''' + \text{tg}\delta_2 R_3'''}{R_3''' + R_3'''};$$

$$C_x = C_N R_4 \frac{R_3''' + R_3'''}{2R_3''' R_3'''}.$$

Якщо $\text{tg}\delta_1 = \text{tg}\delta_2$, то дійсне значення $\text{tg}\delta_x$ дорівнює кожному з них.

Зазначений метод дає найменші похибки в разі вимірювання $\text{tg}\delta$ за наявності зовнішніх впливів.

Таблиця 3.6

**Послідовність вимірювання мостовою схемою
в умовах електростатичних впливів**

Номер операції	Напруга, що живить випробувальний трансформатор	Положення ручок мостової схеми			Значення
		C_4 (tgδ)	R_3	Фазорегулятора	
1	Від фаз 1 – 2 після фазорегулятора	0	Змінюючи R_3 й фазу фазорегулятора, балансують міст		R_3'
2	Від фаз 2 – 1 (зміна полярності на 180°)	Змінюючи C_4 (tgδ) і R_3 , балансують міст		Залишається у фіксованому положенні після операції 1	$\text{tg}\delta'$ і R_3''
3	Від фаз 2 – 1	Виставляють положення $\text{tg}\delta_1 = \frac{\text{tg}\delta''}{2}$	Змінюючи R_3 й фазу фазорегулятора, балансують міст		R_3'''
4	Від фаз 1 – 2	Змінюючи C_4 (tgδ) і R_3 , балансують міст		Залишається у фіксованому положенні після операції 3	$\text{tg}\delta'''$ і R_3''''

Шляхом виміру $\text{tg}\delta$ може бути надійно виявлено граничне значення вологовмісту твердої ізоляції, особливо коли контроль відбувається за підвищеної температури.

Але, при контролі за $\text{tg}\delta$ маслонаповненого електроустановочного масла необхідно уважно слідкувати за станом ізоляційного масла, а також

мати інформацію щодо виникнення можливих часткових розрядів (ЧР), (див. розділ 3.5) у об'ємі контрольованої ізоляції. У випадку, коли продукти старіння масла проникнуть між шарами паперу, $\text{tg}\delta$ об'єкту може незворотно збільшитись. Слід відзначити, що збільшене значення $\text{tg}\delta$ масла не завжди свідчить про небезпеку такого процесу. Якщо $\text{tg}\delta$ масла збільшився, наприклад, через розчинення в ньому деяких компонентів ізоляційних лаків і далі росте, а значення $\text{tg}\delta$ основної ізоляції залишається при цьому на нормальному рівні, то існує ймовірність, що погіршення стану цієї ізоляції до небезпечних меж не відбудеться досить швидко, і є певний час для відновлення якості масла чи його заміни.

Через неоднозначність зв'язку виміряного значення $\text{tg}\delta$ із ступенем погіршення ізоляції перед оцінкою її стану необхідно уточнити характер дефекту. В першу чергу слід враховувати вплив характеристик масла та інтенсивність ЧР.

Нижче запропонована таблиця, що складена із врахуванням діелектричних втрат та інтенсивності ЧР в ізоляції (табл. 3.7).

Таблиця 3.7

Область значень параметра		Оцінка стану ізоляції	Рішення
$\text{tg}\delta$	$q, \text{ Кл}$		
$(2 - 5) \times 10^{-3}$	$10^{-11} \dots 10^{-10}$	Задовільний	Придатний до роботи
$(2 - 5) \times 10^{-3}$	$10^{-10} \dots 10^{-9}$	Повільне руйнування	Щорічний контроль
$(8 - 15) \times 10^{-3}$	$10^{-7} \dots 10^{-8}$	Сильне руйнування	Безперервний контроль або негайне виведення із експлуатації
$(8 - 15) \times 10^{-3}$	$10^{-7} \dots 10^{-6}$	Близький до пробою	Негайне виведення із експлуатації

На сьогоднішній день уже накопичений певний досвід використання трендів тангенса кута втрат, наприклад, високовольтних вводів, і якісно його можна узагальнити, як це зроблено на рис. 3.18.

Як додаток для оцінки стану вводів (і необхідності виконання тих або інших дій) на цьому рисунку представлений графік із типовими кривими зміни тангенса кута діелектричних втрат у часі з рекомендаціями відносно відповідних дій:

– незначні зміни, продовження моніторингу, додаткові дії не потрібні;

– помірна зміна, проведення додаткових вимірів при найближчому регламентному вимкненні, застосування тепловізійного контролю;

– значна зміна, необхідні додаткові випробування, якщо ріст продовжується – заміна вводу;

4, 5 – аварійні зміни, погіршення ізоляції триває з небезпечною швидкістю – заміна вводу;

6 – можливе замикання обкладок, необхідне проведення вимірів з вимкненням, якщо діагноз підтверджується – заміна вводу;

7 – $\text{tg}\delta$ досить високий, однак ріст погіршення ізоляції незначний, надійність знижена, проведення додаткових вимірів при найближчому регламентному відключенні;

8 – досягнута стабільність, але на небезпечному рівні, надійність значно знижена, підготуватися до заміни вводу;

9 – ріст стабілізувався після значного зростання, надійність знижена;

10 – досягнута стабільність після невеликого зростання, продовження моніторингу, додаткові дії не потрібні.

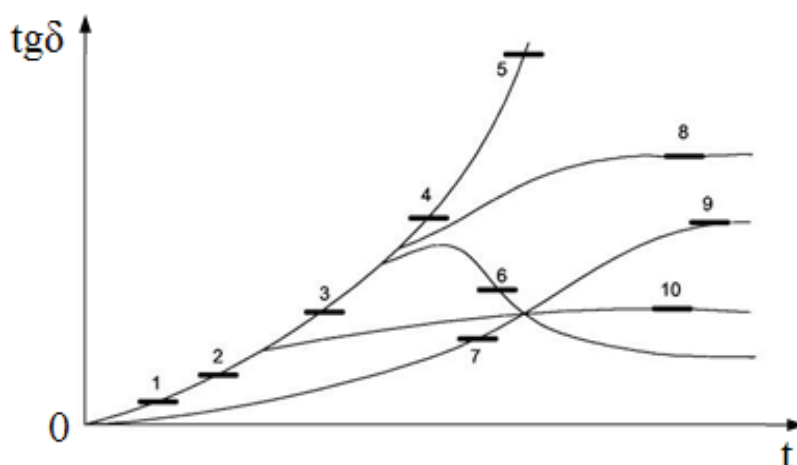


Рис. 3.18. Можливі зміни $\text{tg}\delta$ ізоляції вводу в часі

Контрольні питання

1. Що визначає коефіцієнт абсорбції? Вкажіть основні причини виникнення явища абсорбції в ізоляції та можливість їх використання для оцінки її якості.

2. Які ємнісні методи контролю ізоляції Ви знаєте? Дайте характеристику області їх застосування, переваги та обмеження.

3. Що визначає коефіцієнт стану ізоляції? Дайте характеристику

струму абсорбції. Який принцип виміру струму абсорбції покладений в основу приладу У-268?

4. Дайте характеристику $\text{tg}\delta$ (діелектричним втратам в ізоляції) як інтегральному показнику якості ізоляції.

5. За допомогою яких приладів проводять вимір значень $\text{tg}\delta$ ізоляції електроустаткування під час заводських випробувань?

6. Які фактори впливають на результати вимірів значень $\text{tg}\delta$ ізоляції при їх проведенні в умовах діючої підстанції?

7. Які методи боротьби з зовнішніми електромагнітними завадами при вимірах $\text{tg}\delta$ ізоляції рекомендовані для використання?

8. Як можна використати тренди (зміни у часі) тангенса кута діелектричних втрат (на прикладі високовольтних вводів) для прогнозування стану ізоляції?

3.5 Контроль стану ізоляції електроустаткування за рівнем ЧР

Одним з найпоширеніших методів діагностики стану ізоляції є метод виміру рівня часткових розрядів (ЧР). Вимір ЧР в експлуатаційних умовах істотно відрізняється від вимірів в умовах випробувальних лабораторій. У першу чергу це пов'язане з наявністю інтенсивних зовнішніх завад і корони, які, як правило, відсутні при вимірах у лабораторних умовах.

3.5.1 Основні характеристики часткових розрядів

Поняттям ЧР в ізоляції позначають низку розрядних явищ, які не відносяться до повного пробою ізоляційного проміжку: місцевий розряд на поверхні або усередині ізоляції у вигляді корони, ковзний розряд або пробій окремих елементів ізоляції, який шунтує частину ізоляції між електродами, що перебувають під різними потенціалами.

ЧР в ізоляції виникають у місцях зі зниженою електричною міцністю (наприклад, у прошарках просочуючої рідини, або в газових включеннях у товщі діелектрика). Надалі елемент діелектрика зі зниженою електричною міцністю, що бере участь у формуванні ЧР, буде називатися «вкрапленням».

При розгляді ЧР еквівалентна схема діелектрика з ємністю C_x може бути представлена трьома ємностями (рис. 3.19): C_b – ємністю елемента

діелектрика, що формує ЧР (ємність вкраплення); C_d – ємністю елемента діелектрика, ввімкненого послідовно з першим; C_a – ємністю іншої частини діелектрика, поза вкрапленням. При цьому

$$C_x = C_a + \frac{C_b C_d}{C_b + C_d}.$$

Виникнення ЧР відбудеться тоді, коли напруга на вкрапленні (рис. 3.19, ємність C_b) досягне пробивного значення $U_{в.з.}$ – напруги запалювання розряду у вкрапленні.

Так, наприклад, при вкрапленнях у формі прошарку, витягнутого поперек силових ліній поля, напруженість у вкрапленні E_b буде пов'язана з напруженістю в іншій частині діелектрика E_d співвідношенням:

$$\frac{E_b}{E_d} = \frac{\varepsilon_d}{\varepsilon_b}$$

де ε_b – діелектрична проникність вкраплення; ε_d – діелектрична проникність діелектрика.

У випадку газоподібних вкраплення $\varepsilon_d > \varepsilon_b$ і напруженість у вкрапленні набагато перевищує напруженість у діелектрику, тобто $E_b > E_d$.

Співвідношення між напруженістю у вкрапленні й середньою напруженістю буде залежати від співвідношення між товщиною діелектрика й вкраплення. Якщо ввести позначення: d_d – товщина діелектрика, розташованого послідовно із вкрапленням (рис. 3.19); d_b – товщина вкраплення; U – напруга на електродах зразка, то для еквівалентної схеми маємо:

$$E_b = \frac{UC_d}{d_b(C_d + C_b)} = \frac{U\varepsilon_d/d_d}{d_b\left(\frac{\varepsilon_d}{d_d} + \frac{\varepsilon_b}{d_b}\right)} = \frac{U\varepsilon_d}{\varepsilon_b d_d + \varepsilon_d d_b}$$

і відношення E_b до середньої напруженості $E_{cp} = U/(d_d + d_b)$ дорівнює:

$$\frac{E_b}{E_{cp}} = \frac{1 + d_b/d_d}{(\varepsilon_b/\varepsilon_d) + (d_b/d_d)}.$$

Таким чином, відношення E_b/E_{cp} залежить від відношення d_b/d_d . Якщо $d_b/d_d \ll 1$, то $E_b/E_{cp} = \varepsilon_d/\varepsilon_b$. Для сферичного вкраплення:

$$\frac{E_b}{E_d} = \frac{3\varepsilon_d}{\varepsilon_b + 2\varepsilon_d}.$$

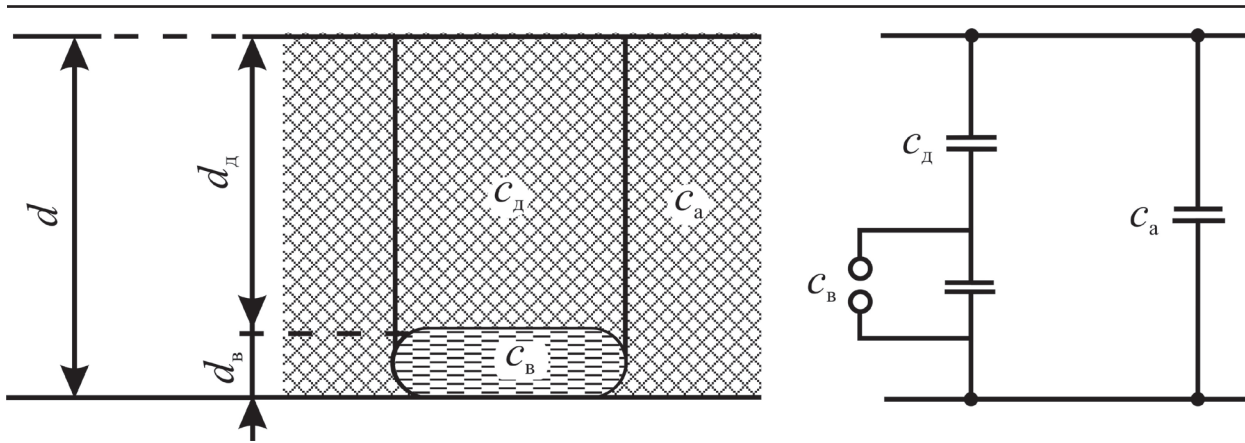


Рис. 3.19. Еквівалентна схема діелектрика з вкрапленням, де виникає частковий розряд. C_b – ємність елемента діелектрика, де виникає ЧР (ємність вкраплення); C_d – ємність частини діелектрика, яка розташована послідовно з вкрапленням; C_a – ємність залишкової частини діелектрика

Електрична міцність газу у вкрапленні мало відрізняється від електричної міцності газу між металевими електродами. Якщо поле у вкрапленні однорідне (плоскі вкраплення, витягнуті поперек поля, або сферичні вкраплення), то пробивна напруга пов'язана з розмірами вкраплення (його товщиною) і тиском газу у вкрапленні законом Пашена. Залежності пробивної напруги $U_{пр}$ від тиску газу у вкрапленні p і товщиною вкраплення d_b для різних газів наведені на рис. 3.20. При розмірах вкраплення порядку десятків мікрометрів і тиску, близькому до атмосферного, пробивна напруга знаходиться поблизу мінімуму кривої Пашена, слабо змінюється при зміні розмірів вкраплення й становить приблизно 250 – 300 В.

При вкрапленнях у вигляді прошарків рідкого діелектрика для визначення напруженості у вкрапленні залишаються в силі наведені вище співвідношення. Пробивна напруженість рідкого діелектрика також істотно зростає зі зменшенням товщини вкраплення. Як приклад на рис. 3.21 наведена залежність пробивної напруженості нафтового масла від товщини проміжку d .

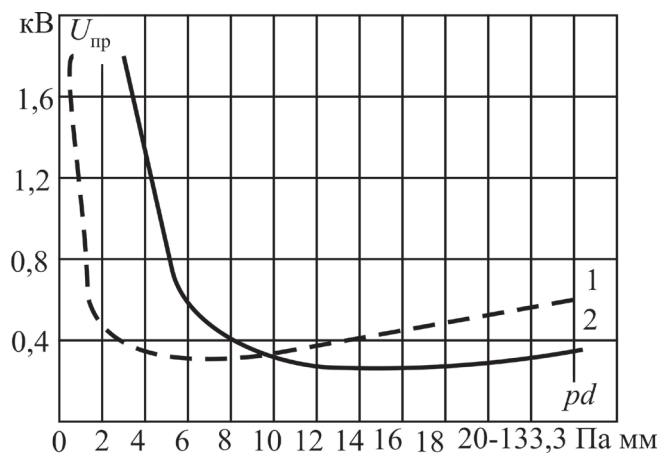


Рис. 3.20. Пробивна напруга газів в залежності від тиску та відстані між електродами у рівномірному полі:

1 – повітря; 2 – водень

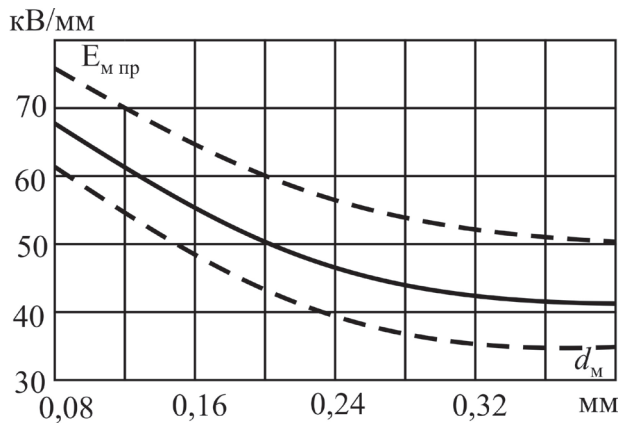


Рис. 3.21. Залежність пробивної напруженості масляного проміжку від товщини для рівномірного поля в проміжку, прилеглому до електроду (штрихова лінія показує можливі розкиди пробивних напруг)

При пробіі вкраплення (ємності C_B) іони, що утворюються в процесі розряду, заряджають поверхню вкраплення й створюють поле, зворотне по напрямку основному полю. При пробіі ємності вкраплення C_B у більшості випадків не виникає достатня густина струму, яка необхідна для підтримки стійкого розряду, і він гасне. Утворення напівпровідного шару на поверхні вкраплення також не може привести до підтримки розряду внаслідок незначної ємності вкраплення. При пробіі напруга на

вкрапленні падає не до нуля, а до певного значення $U_{в.г.}$, при якому розряд гасне. Напруга гасіння при розмірах газового вкраплення або масляного прошарку порядку 10 – 100 мкм менше відповідної пробивної напруги й може бути в межах:

$$U_{в.г.} \approx (0,1 \dots 0,9) U_{в.п.}$$

Напруга на електродах об'єкта, що відповідає виникненню ЧР, скорочено називається напругою ЧР $U_{ч.р.}$. Зв'язок між $U_{ч.р.}$ і $U_{в.п.}$ може бути встановлений з розгляду еквівалентної схеми рис. 3.19:

$$U_{ч.р.} = U_{в.п.} \frac{C_d + C_B}{C_d}$$

Тривалість процесу пробією вкраплення (тривалість ЧР) у більшості випадків досить мала — порядку $(3 \dots 10) \cdot 10^{-9}$ с. Лише при потужних критичних ЧР, що представляють собою розгалужені ковзні розряди або пробіі великих (1 см та більших) прошарків рідких діелектриків, тривалість ЧР може бути більшою (до $10^{-7} \dots 10^{-6}$ с).

Кожний з одиничних ЧР супроводжується проходженням через вкраплення певного заряду q і приводить до зменшення напруги на зовнішніх електродах випробуваного об'єкта на ΔU .

Якщо $C_a \gg C_B$ і $C_a \gg C_d$, то заряд q , що проходить через вкраплення

в момент ЧР, дорівнює:

$$q = (C_B + C_D)(U_{в.п.} - U_{в.г.}) = (C_B + C_D)\Delta U_B. \quad (3.4.13)$$

Практично заряд q не може бути вимірний безпосередньо, тому що його проходження пов'язане із процесами усередині діелектрика випробуваного об'єкта.

У момент виникнення ЧР можна вважати, що заряд на електродах випробуваного об'єкта не змінюється, тому що ємність об'єкта відділена від нього індуктивністю сполучних проводів (шин). Тому відбувається зміна напруги ΔU за рахунок збільшення ємності об'єкта при виникненні ЧР, який шунтує ємність C_B в еквівалентній схемі рис. 3.19.

Однак для зручності подальших міркувань можна представити, що зміна напруги на об'єкті відбувається внаслідок фіктивної зміни заряду $q_{ч.р.}$ на електродах об'єкта незмінної ємності C_x , причому $\Delta U = q_{ч.р.} / C_x$.

Величина $q_{ч.р.}$ називається уявним зарядом ЧР. Таким чином, уявний заряд ЧР – це такий заряд, який, будучи миттєво уведений між выводами випробуваного об'єкта, викличе таку ж миттєву зміну напруги між його выводами, як і реальний ЧР. Уявний заряд виражається в кулонах.

Для встановлення співвідношення між $q_{ч.р.}$ і q візьмемо до уваги, що при виникненні ЧР і зменшенні напруги на ємності C_B на $\Delta U_B = U_{в.п.} - U_{в.г.}$ з ємності C_A пішов заряд на підзарядку ємності C_D , що викликав зменшення напруги на об'єкті на ΔU .

Використовуючи умови рівності цього заряду уявному заряду ЧР маємо:

$$q_{ч.р.} = \Delta U C_x = \Delta U_B C_D = q \frac{C_D}{C_D + C_B}. \quad (3.4.14)$$

Слід зазначити, що зміна напруги на випробуваному об'єкті звичайно вкрай незначна. Так, наприклад, при необхідності зареєструвати $q_{ч.р.} = 10^{-12}$ Кл, та значенні ємності об'єкта $C_x = 1000$ пФ маємо $\Delta U = 10^{-3}$ В. При більших ємностях ΔU може бути ще меншою. Оскільки прикладена до об'єкту напруга може досягати багатьох сотень кіловольтів, безпосередній вимір ΔU викликає певні труднощі.

3.5.2 Методи й схеми виміру характеристик часткових розрядів

Методи реєстрації ЧР, які описані в сучасній технічній літературі, можна розділити на дві групи.

Неелектричні методи. Реєстрація випромінювання ЧР у видимому спектрі (оптичний метод). Цей метод застосовується переважно при проведенні наукових досліджень. Він дозволяє реєструвати ЧР головним чином на краях електродів. Застосування прозорих електродів (наприклад, скла із прозорим провідним шаром) дозволяє реєструвати ЧР під електродом. Застосування фотоелектронних помножувачів дозволяє реєструвати випромінювання від ЧР до 0,001 пКл. Цей метод має високу чутливість, можливість визначити місце виникнення ЧР і достатню захищеність від електромагнітних завад.

Реєстрація ЧР усередині непрозорих ізоляційних конструкцій таким методом неможлива.

Акустичний метод. Перевага цього методу – можливість реєстрації ЧР усередині непрозорих об'єктів великої ємності, тобто там, де застосування інших методів неможливе або надто складне. Чутливість цього методу нижча, ніж у оптичного, та істотно залежить від товщини й звукоізоляційних властивостей діелектрика. Мінімальне значення уявного заряду ЧР, що виявляють цим методом складає, 1000 пКл при товщині твердої ізоляції до 5 мм.

Спеціальні мікрофони дозволяють підвищити чутливість акустичного методу до 50 пКл і, наприклад, у силових трансформаторах або кабелях визначати місце виникнення ЧР.

Електричні методи. Чутливість цих методів вища, ніж чутливість неелектричних методів. Електричні методи можна розділити на три види:

а) **Непрямі методи реєстрації ЧР.** До них відносяться методи, що дозволяють визначати діелектричні втрати за допомогою виміру $\text{tg}\delta$ ізоляції або виміру вольт-кулонових характеристик і одержувати залежності $\text{tg}\delta$ від напруги. Ці методи дають уявлення про напругу виникнення ЧР (наприклад, по різкому збільшенню $\text{tg}\delta$) і про їхню потужність (по площі циклограми або по $\text{tg}\delta$). Оскільки при вимірах цим методом відбувається підсумовування різних видів втрат у діелектрику, то досить важко розмежувати втрати, викликані безпосередньо ЧР. Крім того, ці методи мають, у порівнянні з іншими, малу чутливість.

б) **Реєстрація ЧР за допомогою антен.** Схеми, що використовуються в цьому випадку, розраховані для роботи в діапазоні метрових або сантиметрових електромагнітних хвиль та іноді застосовуються при профілактичних випробуваннях ізоляції ЛЕП (ізоляторів і гірлянд). Є відомості відносно використання цього методу для безконтактного контролю рівнів ЧР в електричних машинах та силових трансформаторах вищих класів напруги.

в) **Реєстрація імпульсів напруги,** які виникають при ЧР в ізоляції. Ці схеми знайшли найбільш широке поширення, тому що дозволяють надійно вимірювати основні характеристики ЧР і забезпечити високу чутливість (мінімальний вимірюваний заряд у ряді випадків становить $10^{-12} - 10^{-13}$ Кл).

Надалі будуть розглянуті схеми, які відповідають цим електричним методам і, в основному, застосовуються для вимірів рівня ЧР у стаціонарних умовах лабораторій заводів-виробників. Основні варіанти схем наведені на рис. 3.22. До складу кожної з них входять: джерело регульованої високої напруги – іспитовий трансформатор (ИТ); випробуваний об'єкт C_x ; з'єднувальний конденсатор C_0 , який використовується для створення шляху замикання імпульсів струму ЧР; вимірювальний елемент z ; вимірювальний пристрій (ИУ), що включається паралельно вимірювальному елементу. Між джерелом високої напруги й іншою частиною схеми в більшості випадків включається фільтр для зменшення рівня зовнішніх завад z_ϕ або захисний опір.

Джерело регульованої високої напруги й з'єднувальний конденсатор не повинні мати власні ЧР. Вимірювальний елемент z може являти собою резистор (активний опір) або котушку індуктивності.

Система шин установки повинна бути виконана трубами або іншим способом, що виключає виникнення корони в повітрі або розрядів, що будуть заважати вимірам рівня ЧР в об'єкті C_x .

На рис. 3.22, а) наведена схема із включенням вимірювального елемента в коло заземлення випробуваного об'єкта, на рис. 3.22, б) – схема із включенням вимірювального елемента в коло заземлення з'єднувального конденсатора, і на рис. 3.22, в) – мостова схема.

Залежно від характеру опору (активного або індуктивного) вимірювального елемента й місця його підключення, схеми рис. 3.22 а, б створюють аперіодичні або коливальні імпульси.

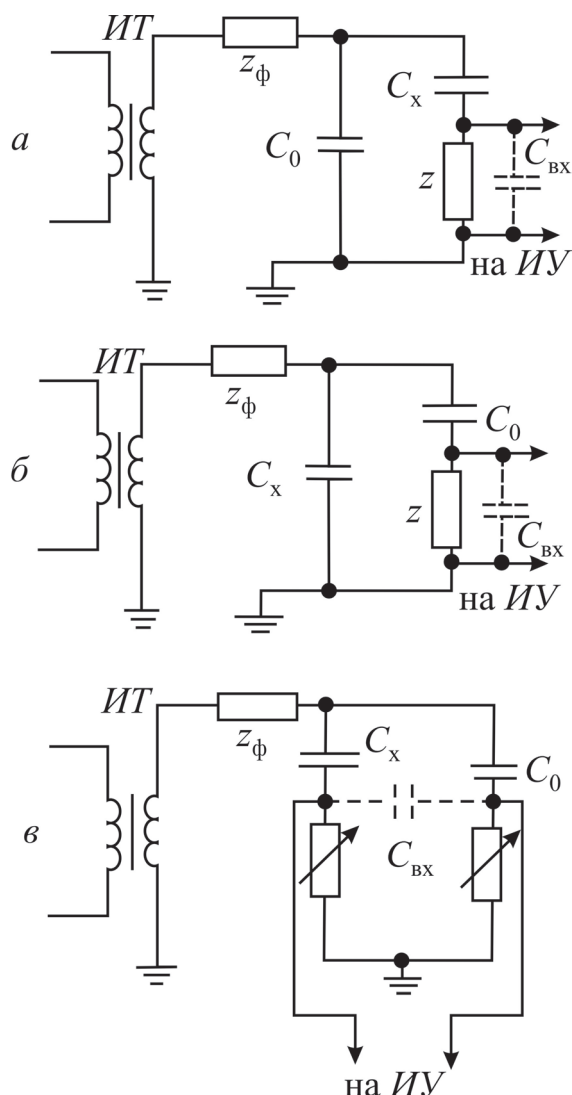


Рис. 3.22. Схеми установок для вимірювання характеристик ЧР: *а* – послідовна; *б* – паралельна; *в* – мостова; ИУ – вимірювальний пристрій (зазвичай складається з фільтра верхніх частот та реєструючої апаратури)

Проблема електромагнітних завад найбільш актуальна при реєстрації слабких ЧР і особливо в об'єктах великої ємності; так, наприклад, той самий за величиною ЧР буде давати сигнал на вході підсилювача, рівний 100 мВ при $C_x=100$ пкФ, 10,0 мкВ при $C_x=1$ мкФ і 0,1 мкВ при $C_x=100$ мкФ. Надійна реєстрація таких слабких сигналів є досить складним завданням.

В мостовій схемі (рис. 3.22, *в*) рекомендується застосовувати вимірювальний елемент, що складається із двох регульованих малоіндуктивних активних опорів.

Активний опір рекомендується використовувати при застосуванні широкопasmового вимірювального пристрою; котушку індуктивності – при застосуванні вузькосmового вимірювального пристрою. Між вимірювальним елементом і входом C_{BX} вимірювального пристрою ВП в ряді випадків доцільне включення (головним чином при вимірі характеристик ЧР у випробувальних об'єктах великої ємності) узгоджувального трансформатора.

При відповідному виборі параметрів схем їхні чутливості однакові. Схема рис. 3.22, *а* звичайно застосовується в тих випадках, коли обидва виводи випробуваного об'єкта можуть бути ізольованими від землі. В інших випадках використовується схема рис. 3.22, *б*. Мостову схему звичайно застосовують у лабораторних умовах для зменшення впливу електричних завад при вивченні характеристик окремих елементів ізоляції.

Електричні завади, що іноді роблять неможливою реєстрацію ЧР, прийнято розділяти на внутрішні (залежні від напруги на зразку) та зовнішні (ті, які не залежать від цієї напруги). До зовнішніх завад відносяться власні шуми підсилювача, електричні сигнали, наведені на елементах вимірювальної схеми (при роботі радіостанцій або сусідніх високочастотних установок) або тих, що виникли в мережі живлення. Внутрішніми завадами вважаються сигнали, викликані, наприклад, коронними розрядами, що виникають на елементах високовольтної схеми або у вводах випробовуваного об'єкту.

Одним зі способів боротьби з завадами є раціональний вибір схеми вимірів. Найбільш захищеною у цьому відношенні схемою є мостова. Вона дозволяє позбутися від більшості видів завад (крім тих, що виникають у контурі заземлення) і реєструвати ЧР навіть на імпульсній напрузі.

Принцип ослаблення сигналу від внутрішніх завад (головним чином, від корони у схемі) у мостовій схемі пояснюється рис. 3.23.

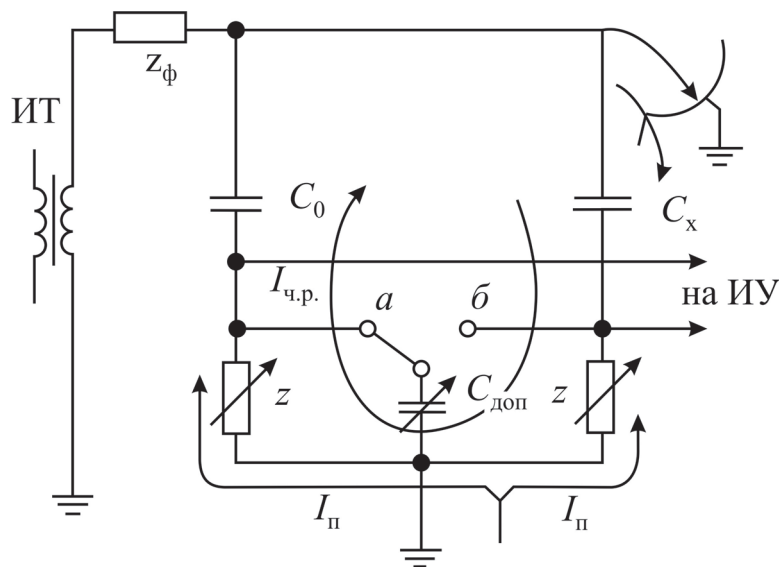


Рис. 3.23. Принцип ослаблення сигналу від внутрішніх завад у мостовій схемі вимірів ЧР

Оскільки джерело зовнішніх завад (наприклад, корона) має переважно ємність на землю, то струм $I_{п}$ від такого джерела, замикаючись на землю, створює зустрічне спадання напруги на елементах вимірювального опору z , включених послідовно з ємностями C_x і C_0 . Опір цих елементів, а також ємність $C_{доп}$, що підключається для компенсації паразитної ємності елементів або в точці a , або в точці b , можуть бути підібрані таким чи-

ном, щоб напруга на вході вимірювального приладу (ИУ) від завади була б близькою до нуля. У той же час струм ЧР $I_{\text{ч.р.}}$ викликає узгоджене спадання напруги на обох елементах вимірювального опору z , що повністю реєструється вимірювальним приладом.

Екранування вимірювальних проводів та шин подачі високої напруги на об'єкт є також досить ефективним способом зменшення зовнішніх завад, що дозволяє знизити їхній вплив на 2 – 3 порядки. У більшості випадків екрануються не тільки вимірювальні прилади, але й все приміщення, у якому виконуються випробування.

Внутрішні завади, а також завади, що виникають у мережі живлення, цим способом усунути неможливо. Усунення завад від мережі живлення можливо лише при установці в дану мережу розділових трансформаторів, фільтрів або при живленні схеми від автономної мережі.

Для усунення внутрішніх завад необхідне підвищення напруги виникнення корони на елементах високовольтної схеми шляхом збільшення діаметра проводів, згладжування гострих кутів на підвідних шинах і т.п. Застосуванням цих прийомів зменшення коронного розряду вдається підвищити робочу напругу до 900 кВ при цьому мінімальний рівень ЧР, який вдається зареєструвати складає 1...5 пКл. У ряді випадків можливо також розрізнити зовнішні й внутрішні завади по їхній полярності. Звичайно сигнали від ЧР мають однакову структуру на позитивній і негативній полярності напруги, а сигнали від корони істотно залежать від полярності: на позитивній полярності найчастіше виникають рідкі потужні сигнали від стримерної корони, а на негативній – велика кількість сигналів значно меншої амплітуди.

Одним з методів боротьби із зовнішніми завадами є реєстрація ЧР протягом невеликого проміжку часу; наприклад вимір ЧР за один напівперіод або при короткочасній подачі високої напруги. Виникнення ЧР одночасно з початком вимірів допомагає відрізнити ЧР від зовнішніх завад, однак цей спосіб неефективний, якщо ці завади мають безперервний характер.

Вплив завад може бути знижений також за допомогою відповідної методики реєстрації ЧР, наприклад: вимірювання характеристик ЧР окремо у позитивних та негативних напівперіодах; вимір максимального заряду ЧР; вимір відношення корисного сигналу та завад; реєстрація ЧР за допомогою вимірювальних пристроїв, налаштованих на різні частото-

ти. Однак, ефективність цих заходів значно знижується, якщо завади мають електромагнітний спектр, близький до спектра ЧР (наприклад, при внутрішніх завадах).

3.5.3 Кількісні характеристики ЧР

Основними кількісними характеристиками ЧР є: уявний заряд ЧР, частота проходження імпульсів, середній струм ЧР, потужність втрат на ЧР.

Розмір уявного заряду є найбільш важливою кількісною характеристикою одиночного ЧР, що дає можливість оцінити його інтенсивність. Уявний заряд виражається в кулонах (Кл). При вимірі, як правило, знаходять найбільше значення уявного заряду одиничних ЧР, визначене за час спостереження. Звичайний рівень уявного заряду ЧР, зафіксований у якісних високовольтних трансформаторах з урахуванням повітряної корони, становить при напрузі, близькій до найбільшої робочої, 10^{-8} – 10^{-9} Кл. При наявності дефектів або порушення технології виготовлення ізоляції він може піднятися до 10^{-7} – 10^{-5} Кл.

Під частотою проходження імпульсів розуміють середнє значення за 1 с кількості імпульсів, уявний заряд яких перевищує деякий мінімальний рівень.

Середній струм ЧР I_{cp} – це сума абсолютних значень зареєстрованих зарядів, що проходять через ввід випробовуваного об'єкта за 1 с у результаті виникнення у ньому ЧР:

$$I_{\text{cp}} = \frac{1}{T} \times \sum_{i=1}^m |q_i|$$

де T – інтервал часу підсумовування зарядів, с; q_i – уявний заряд i -го імпульсу ЧР.

Середній струм ЧР виражається в амперах.

При вимірах ЧР важливою характеристикою також є максимальний вимірюваний заряд. Для того, щоб результат вимірів був статистично достовірним, необхідно задавати певний час усереднення, щоб виключити з результату (або суттєво знизити вплив на результат) випадкових імпульсів. Тобто необхідно аналізувати тільки повторювані розряди, ігноруючи окремі викиди.

Суб'єктивним, однак, є визначення повторюваного розряду. У деяких авторів можна зустріти пропозицію вважати повторюваним такий

розряд, який виникає не менше ніж 10 разів на секунду. Однак використання цього параметру для постійного моніторингу стану ізоляції може дати значні похибки, оскільки з практики відомі випадки, коли більші (за амплітудою) ЧР проявляються роками без впливу на ізоляцію, а малі, але з великою частотою повторення – означають реальну загрозу ізоляції.

За рівнем ЧР можна порахувати втрати в ізоляції. Для визначення енергії, яка вводиться через одиночний ЧР необхідно помножити його заряд на миттєву напругу на об'єкті. Далі потрібно скласти всі імпульси й одержати повну енергію. Якщо повну енергію поділити на повний час підсумовування, то одержимо потужність ЧР. Цей параметр називається потужністю втрат на часткові розряди, що враховує миттєву прикладену напругу в межах одного періоду напруги живильної мережі.

Формула розрахунку потужності:

$$P = \frac{1}{T} \times \sum_{i=1}^m |q_i| \times |V_i|,$$

де: P – потужність розрядів, Вт; T – час спостереження, с; m – кількість зареєстрованих імпульсів за час T ; V_i – миттєва напруга виникнення i -го імпульсу ЧР; q_i – уявний заряд i -го імпульсу ЧР.

Очевидно, що для такого розрахунку необхідно мати достовірний фазовий розподіл імпульсів, по якому буде визначене миттєве значення прикладеної напруги та розрахована дійсна потужність ЧР. Якщо ж виміряти фазовий розподіл імпульсів неможливо, то, наприклад, у стандартах США передбачено використовувати параметр, який носить назву «інтенсивність часткових розрядів» (PDI-Partial Discharge Intensity). Для розрахунку цієї величини замість миттєвої напруги на об'єкті пропонується брати її діюче значення для всіх імпульсів. Аналіз відмінностей результатів розрахунків при цих двох підходах лежать у межах +/-20%, чого цілком достатньо, щоб коректно оцінити рівень часткових розрядів та визначитись з напрямком їх розвитку (трендом), але замало для визначення критерію оцінки деструктивних можливостей даного ЧР в даний момент часу.

3.5.4. Методика виміру ЧР в електроустаткуванні у виробника

Електричні схеми виміру ЧР поділяються на широкосмугові та вузькосмугові.

Широкосмуговою схемою виміру ЧР називається така схема у якій верхня частота смуги пропускання вимірювальної апаратури f_2 набагато більша нижньої частоти пропускання f_1 . Вузькосмуговою схемою виміру називається така схема, для якої смуга пропускання вимірювальної апаратури $f_2 - f_1$ у багато разів менша нижньої частоти пропускання f_1 .

Преваги широкосмугової схеми є можливість спостереження загальної картини ЧР на екрані осцилографа, що дозволяє відрізнити реальні ЧР в ізоляції від завад. Крім того, у випадку ЧР, що відбуваються вглибині обмотки трансформатора, ослаблення сигналу ЧР при проходженні по обмотці для широкосмугової схеми значно менше, ніж для вузькосмугової, і не перевищує, як правило, одного порядку. У той же час вузькосмугова схема має кращі показники по зменшенню впливу завад на результати.

При вимірі ЧР у силових трансформаторах (практикується для класів 110 кВ і вище) обов'язковою є застосування широкосмугової електричної схеми виміру ЧР. Вимір вузькосмуговим вимірювальним пристроєм допускається як додатковий.

На рис. 3.24 наведена вимірювальна схема для трансформатора, збуджуваного напругою підвищеної частоти з боку обмотки низької напруги (НН). У якості ємності зв'язку C_0 використовується ємність вводу високої напруги (ВН) або середньої напруги (СН), а вимірювальна схема приєднується до виводу його вимірювальної обкладки (ПВН) або обкладки для виміру $\text{tg}\delta$ вводу.

Обов'язковими елементами вимірювальної схеми є наступні:

– вимірювальний резистор $R_{\text{ш}}$, на якому підлягає виміру спадання напруги, створюване імпульсами ЧР. Значення $R_{\text{ш}}$ знаходиться у межах від 50 до 1000 Ом;

– фільтр верхніх частот Φ , який має призначення відфільтровувати випробну напругу частотою 50 Гц та її гармонічні складові. Частота зрізу фільтру не повинна бути більшою 30 кГц, заглушування сигналу на частоті 1 кГц – не менше ніж 50 дБ, а на частоті випробної напруги – не менше 60 дБ (число дБ означає ступінь заглушування сигналу у децибелах і дорівнює $20 \lg K$, де K – відношення амплітуд напруг на вході та виході фільтру);

– широкосмуговий підсилювач $У_{ш}$ із коефіцієнтом підсилення не меншим ніж 10^4 , з верхньою частотою пропускання 0,2 – 0,5 МГц і з атенюатором, що має ступені регулювання підсилення не більш ніж по 20 дБ;

– електронний осцилограф ЭО, який служить для візуального спостереження імпульсів ЧР і для виміру уявного заряду окремих імпульсів. Верхня частота пропускання підсилювача осцилографа повинна бути не менше, ніж у підсилювача $У_{ш}$;

– вимірник ИТ середнього струму ЧР і лічильник імпульсів Сч. Вони є взаємозамінними, оскільки показання лічильника при різних ступенях підсилення дають можливість визначити розрахунковим шляхом середній струм ЧР. Лічильник повинен мати розрізняльну здатність не більше 100 мкс, ємність накопичувальної пам'яті не менше ніж на 10^5 імпульсів. У якості лічильника можна використати вимірник середньої частоти імпульсів.

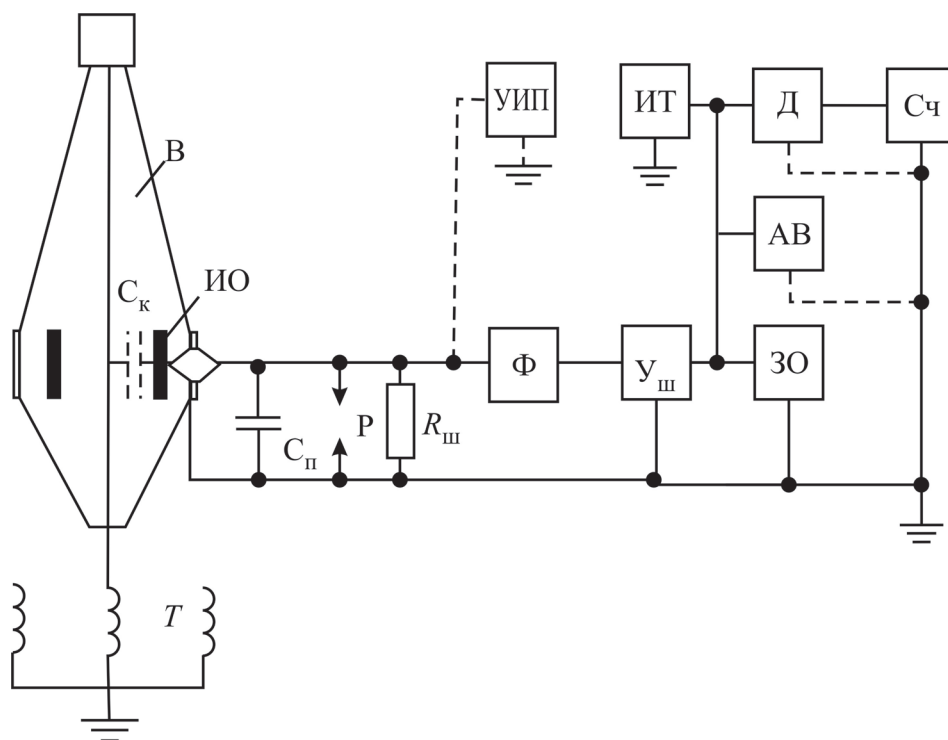


Рис. 3.24. Рекомендована схема виміру ЧР у трансформаторах:

T – випробовувана обмотка; C_k – ємність вводу В; $C_{п}$ – ємність на вході вимірювальної схеми; P – пробивний запобіжник; $R_{ш}$ – вимірювальний резистор; Φ – фільтр верхніх частот; $У_{ш}$ – широкосмуговий підсилювач; ЭО – електронний осцилограф; АВ – імпульсний амплітудний вольтметр; УИП – вузькосмуговий вимірювальний прилад; ИТ – вимірник середнього струму ЧР; Д – амплітудний дискримінація; Сч – лічильник імпульсів; ИО – вимірювальна обкладка вводу

Елементи схеми, показані на рис. 3.24 пунктиром, не обов'язкові. Вузькосмуговий вимірювальний прилад УИП являє собою систему з резонансним підсилювачем та квазіпіковим вольтметром. Як правило, для цього використовують стандартизований вимірник радіозавад, ширина смуги пропускання якого складає 9 кГц при робочій частоті до 1 МГц. Імпульсний амплітудний вольтметр АВ служить для виміру уявного заряду, дублюючи в такий спосіб електронний осцилограф. Амплітудний дискримінатор Д, який включений перед лічильником, дає можливість одержати число імпульсів при різних ступенях дискримінації.

3.5.5 Методика випробувань ізоляції трансформаторів з виміром ЧР

Високовольтні випробування трансформаторів індукованою напругою промислової частоти допускається проводити згідно графіку (рис. 3.25); вимірювання ЧР виконують при трьох рівнях напруги:

- 1) найбільша робоча напруга $U_{н.р.}$;
- 2) підвищена напруга $U_{підв.}$, рівна 1,5 для класів 150 – 220 кВ; 1,4 $U_{н.р.}$ для класів 330 – 500 кВ; 1,3 $U_{н.р.}$ для класу 750 кВ;
- 3) випробувальна напруга $U_{випр.}$.

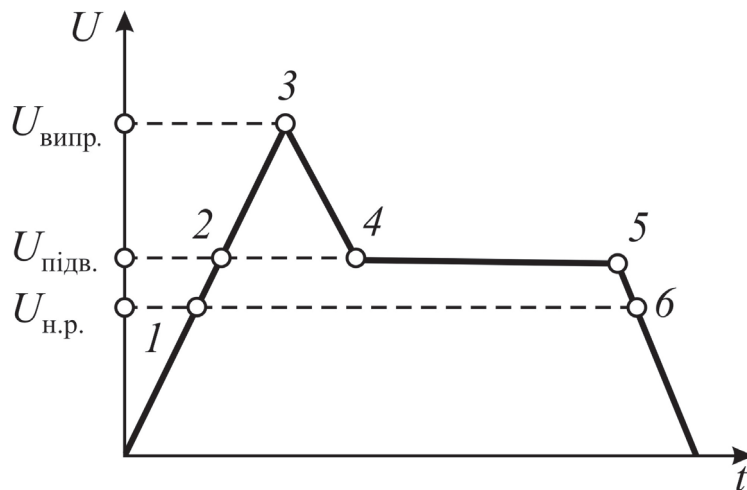


Рис. 3.25. Графік випробування ізоляції трансформатора з виміром ЧР

Вимір ЧР при рівнях $U_{н.р.}$ і $U_{підв.}$ роблять як на підйомі, так і на спаді випробної напруги. При рівні $U_{підв.}$ після прикладання випробної напруги дають витримку 30 – 60 хв (при кваліфікаційних випробуваннях 60 хв). Ціль цієї витримки – переконатися, що немає тенденції до розвитку ЧР. При

цьому підвищення напруги на 30 – 50% у порівнянні з найбільшою робочою частково компенсує обмеженість часу витримки. Вимірюють ЧР як на початку, так і наприкінці витримки (точки 4 та 5 на рис. 3.25), а також не менш 3 разів у ході витримки. При випробній напрузі витримка повинна відповідати ГОСТ 1516.2; у точках 1, 2 і 6 на підйомі й на спаді напруги витримка визначається часом, необхідним для виміру ЧР, але не більше 10 хв.

Випробування за графіком рис. 3.25 виконують, як правило, пофазно, але можливе також одночасне випробування двох крайніх фаз. В останньому випадку ЧР вимірюють у кожній з них.

Крім зазначеного методу випробування ізоляції трансформаторів використовують й інші методи, а саме:

– при випробуванні індукованою напругою до $U_{\text{випр.}}$ витримку 30 – 60 хв на спаді не проводять. Однак, при цьому випробуванні трансформатор збуджується пофазно при підвищеній частоті за схемою досліду холостого ходу (ХХ) до напруги $U_{\text{підв.}}$, при якій роблять витримку 30 – 60 хв (тривале випробування підвищеною напругою). Для трансформаторів класу 750 кВ нормована витримка 60 хв при збудженні до напруги $U_{\text{підв.}} = 1,3 U_{\text{н.р.}}$ (після випробування однохвилинною напругою). Для шунтувальних реакторів класу 750 кВ нормована витримка тієї ж тривалості при напрузі $U_{\text{підв.}} = 1,3 U_{\text{н.р.}}$.

3.5.6. Припустимі рівні ЧР

При випробуванні силових трансформаторів класів 150 – 500 кВ напругою промислової частоти ЧР у їхній внутрішній ізоляції не повинні перевищувати наступних рівнів за значенням певного заряду, Кл:

- при найбільшій робочій напрузі $3 \cdot 10^{-10}$;
- при підвищеній напрузі $3 \cdot 10^{-9}$;
- при випробній напрузі $3 \cdot 10^{-8}$.

Значення середнього струму й числа імпульсів ЧР в 1 с не нормуються, так само, як і показання вузькосмугового вимірювального приладу.

У трансформаторах класів 220 – 750 кВ при випробній напрузі, незважаючи на наявність екрана, може виникнути зовнішня стримерна корона, завади від якої перевищать рівень 10^{-7} Кл. У цьому випадку оцінку стану ізоляції роблять за результатами вимірів при $U_{\text{н.р.}}$ і $U_{\text{підв.}}$.

Чутливість вимірювальної схеми для вимірів ЧР при $U_{\text{н.р.}}$, $U_{\text{підв.}}$ та $U_{\text{випр.}}$ повинна бути настільки високою, щоб мінімальний зареєстрований уявний заряд не перевищував 1/2 відповідного граничного значення.

Крім умови, щоб уявний заряд ЧР не перевершував установлених граничних значень, при випробуванні трансформаторів повинна виконуватися вимога, щоб рівні всіх обмірюваних характеристик ЧР не зростили більш ніж на 10 дБ (приблизно в 3 рази) від витримки при $U_{\text{підв.}}$. Порівнюють результати вимірів при тій самій напрузі до й після витримки, тобто в точках 1 – 6 і 4 – 5 (рис. 3.25).

Якщо при випробуванні трансформатора будуть перевищені припустимі рівні ЧР або не виконана вимога про незростання параметрів ЧР, необхідно проаналізувати результати вимірів. Якщо є підстава віднести надмірну інтенсивність або різке зростання ЧР до таких, що спричинені завадами, то повинні бути вжиті заходи для їхнього усунення, після чого проводять повторне випробування трансформатора, до напруги $U_{\text{підв.}}$. Якщо характер ЧР вказує, що їхнім джерелом є внутрішня ізоляція трансформатора, вдаються до відстою або повторного вакуумного заливання масла для усунення повітряних крапель, а якщо ці міри не знизять рівень ЧР – до огляду активної частини та знаходження дефекту.

Знаходження місця ЧР

Для швидкого виявлення дефекту, що викликає ЧР, бажано в ході вимірів виявити місце їхнього виникнення. Для цього в літературі пропонуються різні методи.

При акустичному методі виміру можна знайти та локалізувати зону ЧР, провівши виміри в різні точки на баку трансформатора з використанням декількох датчиків або одного датчика, по черзі переставляючи його в різні точки конструкції. За допомогою осцилографування визначають запізнювання приходу звукової хвилі в кожному із точок вимірів у порівнянні з електричним сигналом ЧР. Знаючи швидкість звуку в маслі (1,4 м/мс), знаходять по запізненню відстань зони ЧР від кожного датчика. Не менш ніж по трьох вимірах визначають положення зони ЧР у баку трансформатора. Однак наявність магнітопроводу, котушок та ізоляційних бар'єрів порушує прямолінійне поширення звукових хвиль, що може значно ускладнити знаходження місця ЧР.

При електричному методі виміру ЧР можна знайти відстань джерела ЧР від початку обмотки, визначивши за допомогою осцилографа запізнювання сигналу, що розповсюджується уздовж обмотки у порівнянні з початковим імпульсом ЧР, що передається через поздовжню ємність обмотки (швидкість хвилі для дискової обмотки в маслі складає

близько 150 м/мкс). Цей метод застосовується тільки до нормальних дискових обмоток і не може бути використаний ні для багатошарових обмоток, ні для обмоток з переплетенням витків, де складова біжучої хвилі в імпульсній напрузі виражена дуже слабо.

Найбільш простий і універсальний спосіб визначення відстані до зони ЧР – це вимір напруги, створеної ЧР, на обох кінцях досліджуваної обмотки. Для автотрансформатора можна робити вимір за схемою рис. 3.26 на вводах ВН і СН, тобто на початку й кінці обмотки ВН. При заземленій нейтралі ВН можна включати вимірвальний резистор r (див. рис. 3.26) безпосередньо між нейтральним вводом і землею. Відстань від кінців обмотки до зони ЧР визначають по співвідношенню імпульсних напруг, які вимірюються на обох кінцях обмотки. Попередньо ця або однотипна обмотка повинна бути проградуйована шляхом подачі імпульсів на різні її точки.

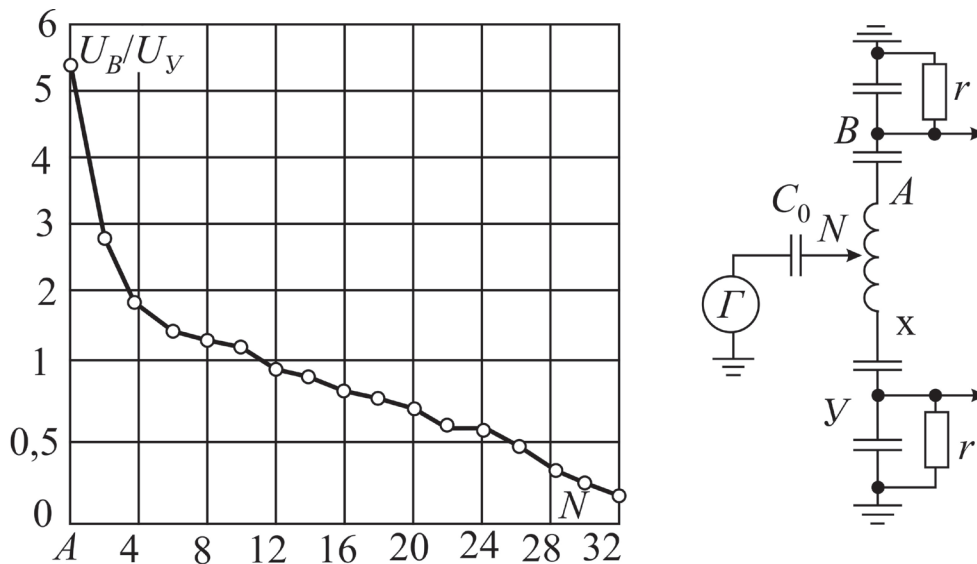


Рис. 3.26. Градувальна крива для визначення співвідношення напруг від ЧР на кінцях обмотки: Γ — генератор прямокутних імпульсів; C_0 — градувальна ємність; N — міжкатушковий перехід; A, X — кінці обмотки; B, Y — точки виміру

Із градувальної кривої (рис. 3.26) витікає, що, залежно від місця подачі на обмотку імпульсу, що імітує ЧР, співвідношення напруг на її кінці змінюється від 5,4 до 0,15. Такий метод визначення місця ЧР є досить орієнтовним.

3.5.7 Вимір ЧР в експлуатації

На працюючих трансформаторах ЧР вимірюють із метою своєчасного виявлення дефектів, що розвиваються, в ізоляції.

Основною особливістю вимірів ЧР в експлуатації є високий рівень завад як від коронуючих проводів, так і від джерел високочастотної напруги (високочастотний зв'язок, радіостанції й т.п.). Це вимагає застосування спеціальних методів виміру. Рівень непереборних завад при вимірах без виводу трансформатора з експлуатації оцінюється значенням $(1 - 5) - 10^{-8}$ Кл. Тому таким шляхом можна виявити ЧР порядку 10^{-7} Кл, які можна розглядати як передаварійні.

Вимір ЧР у трансформаторах в експлуатації сам по собі є досить складною технічною й алгоритмічною проблемою, але не менш складною проблемою є нормування їхнього впливу на стан ізоляції. Під нормуванням будемо мати на увазі офіційно визначені рівні ЧР, перевищення яких повинно призводити до спрацювання систем аварійного захисту, визначення ступеня розвитку тих або інших дефектів ізоляції.

Система вимірів ЧР в експлуатації повинна враховувати всі розглянуті вище параметри, але оскільки питання критичних значень цих параметрів ще не вирішене, використовують поняття тренду. Коли при тривалому спостереженні за устаткуванням є стійка тенденція до збільшення інтенсивності прояву ЧР, то маємо справу з дефектом, що розвивається. Якщо процес утворення ЧР носить стабільний характер, то практично при будь-якому рівні не слід говорити про наявність дефекту.

Використовувані в практиці системи вимірів рівня ЧР в експлуатації можуть мати низьку вірогідність діагностичних висновків з тієї причини, що в контролюючому приладі не реалізовані алгоритми, що розділяють між собою імпульси завад, привнесені в трансформатор ззовні, і дійсні ЧР. Саме із цієї причини, деякі діагностичні системи можуть сигналізувати про виявлені дефекти тоді, коли їх немає, і «пропускати» дефектні стани ізоляції.

Сигнали зовнішніх завад, у загальному випадку, не відрізняються від сигналів ЧР, тому що їхнім джерелом можуть бути ЧР у навколишньому устаткуванні. У зв'язку з цим існують декілька методів боротьби з завадами – від екранування та застосування акустичних методів реєстрації до впровадження алгоритмів аналізу форми, тривалості та напрямку розповсюдження імпульсів.

Способи відмежування від завад залежать від способів виміру ЧР. В процесі експлуатації високовольтного устаткування застосовуються наступні системи, сигнали з яких формують відповідні канали вимірювань ЧР:

– електричний канал – забезпечує вимір ЧР за допомогою високочастотних трансформаторів струму, які працюють в діапазоні 0,5 – 30 МГц, та підключаються в залежності від вимог устаткування – або до виводу ПВН (пристрою для вимірювання напруги) на високовольтному ввіді, або встановлюються на нейтралі чи шині заземлення;

– електромагнітний канал – забезпечує вимір ЧР за допомогою спеціальних антен у діапазоні 600 – 900 МГц, які встановлюються поблизу устаткування та не мають безпосереднього електричного контакту з устаткуванням;

– акустичний канал – забезпечує вимір ЧР по акустичним коливанням у діапазоні 100 – 200 кГц за допомогою спеціальних мікрофонів, встановлених на баку устаткування.

У разі використання електричного каналу, одним із способів розділення сигналів завад і сигналів ЧР є окремий вимір сигналів зовнішніх завад при відсутності напруги на контрольованому об'єкті (вимір фону). Потім на об'єкт подається напруга й проводиться ще один вимір. У цьому випадку реєструється сума сигналів ЧР і зовнішніх завад (сигнал). Віднімання результатів цих вимірів дозволяє виділити тільки сигнали ЧР (за алгоритмом: сигнал – фон). На рис. 3.27 показані результати віднімання фону. Як видно з рисунку після віднімання фону ефективна інтенсивність сигналів завад знизилася в кілька разів (інтенсивність сигналів ЧР не змінюється при відніманні) і стає видно, що зареєстровані сигнали дає негативна (або інверсна позитивна) корона, а не ЧР в об'єкті (фазовий кут – 90° , один пік на періоді).

Даний метод не є ідеальним через те, що інтенсивність завад може змінюватися в часі, однак, як видно з наведених даних, дозволяє в значній мірі знизити їхній вплив та виділяти сигнали ЧР з сигналів зовнішніх завад. Якщо ретельно вимірювати рівень фону як до, так і після експерименту, то стає можливим не тільки істотно знизити вплив завад, але й оцінити реальну похибку виміру інтенсивності сигналів ЧР.

Оскільки повністю виключити сигнали корони з результатів вимірів ЧР у такий спосіб неможливо, запропоновано застосовувати аналіз амплітудно-фазового розподілу сигналів (амплітудно-фазової діаграми –

АФД). Сигнали корони мають характерні АФД, що істотно розрізняються на позитивному й негативному напівперіодах напруги. Сигнали ЧР, як правило, мають практично симетричний розподіл. Існують і інші ознаки, що дозволяють досить надійно розрізняти сигнали ЧР від корони шляхом аналізу їх АФД. Метод АФД є потужним засобом і дозволяє не тільки розділяти сигнали ЧР і корони, але й розрізняти сигнали ЧР від різних джерел (рис. 3.28).

На рис. 3.28 чітко розрізняються сигнали від 6 джерел. Це сигнали позитивної корони фази С (фаза 90° , заряд більше 2.3 нКл), негативної корони фази С (фаза -90° , заряд до 1 нКл), позитивна корона фази В (фаза -30° , заряд більше 2.3 нКл), позитивна корона фази А (фаза 210° , заряд більше 2.3 нКл), міжфазна позитивна корона між близько розташованими фазами А та В (фаза 0° , заряд більше 2.3 нКл), міжфазна негативна корона між фазами В та С (фаза -60° , заряд 0.6 нКл).

При застосуванні електромагнітного методу виміру інтенсивності ЧР, як уже згадувалось, використовують антену для діапазону 600 – 900 МГц, розташовану на відстані 4 – 5 метрів від об'єкту. Сигнали корони, як правило, значно довші й повільніші, ніж сигнали ЧР, а значить мають різні частотні спектри. Це дозволяє значно зменшити або повністю виключити сигнали корони, проводячи виміри у діапазоні більш високої частоти. На рис. 3.29 показано співвідношення сигналів ЧР від дефекту ізоляції й корони, отримані у двох частотних діапазонах – до 30 МГц (електричний канал) і в діапазоні частот 700 – 800 МГц (електромагнітний канал). Як видно з рисунка, у високочастотному діапазоні сигнали корони виявляються повністю подавленими, у той час як сигнали ЧР від дефекту паперово-масляної ізоляції надійно реєструються.

При застосуванні акустичних методів вимірів ЧР, незважаючи на його порівняно низьку чутливість і досить високий рівень імпульсних акустичних завад від елементів конструкції трансформатора, з'являється можливість істотно доповнити одержувану інформацію та допомогти локалізувати джерело сигналів.

Істотну інформацію дає й вимір сигналів ЧР протягом досить тривалого часу. При цьому з'являється можливість реєстрації досить рідких спалахів сигналів ЧР, як своєчасного попередження про погіршення стану ізоляції устаткування і реєстрації процесів, викликаних комутацією устаткування, що дозволяє оцінити запас електричної міцності ізоляції.

Крім апаратних способів виключення завад з результатів вимірів ЧР, на практиці використовуються ряд алгоритмічних (програмних) методів на рівні обробки вимірювальної інформації.

Алгоритми фільтрації імпульсів розділяють на алгоритми виявлення вірогідності й аналізу одиничного імпульсу, що надійшов по одному каналу, і алгоритми синхронного аналізу декількох імпульсів ЧР, що надійшли в прилад по декількох вхідних каналах одночасно.

В основі роботи алгоритмів автономної фільтрації імпульсів ЧР від завад лежить ряд основних визначень.

По-перше, імпульс, потенційно, вважається дійсним тільки в тому випадку, коли він має частотний діапазон від одного до десяти мегагерц. Саме в цьому діапазоні частот звичайно збуджуються імпульси від ЧР, що виникають в ізоляції трансформаторів.

По-друге, кожний імпульс, що прийшов з первинного датчика й має зазначений діапазон частот, у режимі реального часу, автоматично перевіряється на довжину переднього фронту, на мінімальну й максимальну тривалість, на наявність паузи після імпульсу, на відсутність періодичних коливань у завершальній частині імпульсу.

Після всіх цих перевірок, коли формулюється припущення, що «зареєстрований імпульс схожий на імпульс від ЧР в ізоляції», необхідно застосувати спеціалізовані алгоритми, метою яких є виявлення місця виникнення зареєстрованих ЧР. Всі алгоритми працюють на основі взаємного аналізу ЧР, які «прийшли» від декількох первинних датчиків, розташованих в різних місцях трансформатора.

Додаткову можливість для відмежування від завад дає «прив'язка» всіх імпульсів до синусоїди живильної мережі, з розбивкою всіх імпульсів по деяких фазових зонах, ширина яких варіюється від 7,5 до 15 градусів. Для цього реєстрацію всіх імпульсів необхідно виконувати з урахуванням фази робочої напруги на високовольтному пристрої, що також дозволяє, надалі, більш ефективно провести аналіз стану ізоляції.

Використання алгоритмів синхронного, взаємного аналізу імпульсів ЧР дозволяє більш обґрунтовано ухвалювати рішення щодо того, що імпульс виник усередині трансформатора, а не прийшов ззовні, із системи, тобто не є шумовим. Крім того, за допомогою цього алгоритму можна більш диференційовано виявити місце виникнення проблемного місця в ізоляції трансформатора, наприклад, виявити дефектну фазу.

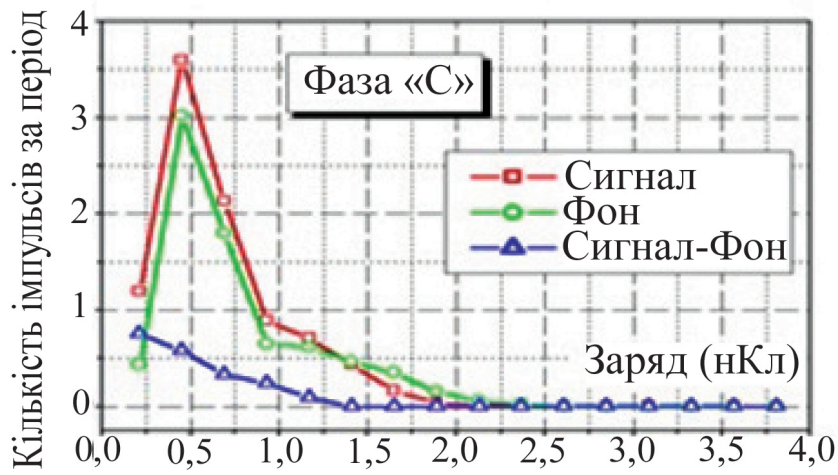


Рис. 3.27. Залежності сигналу, фону й різниці сигнал-фон на фазі «С» групи 750 кВ (електричний канал) від заряду ЧР (нКл)

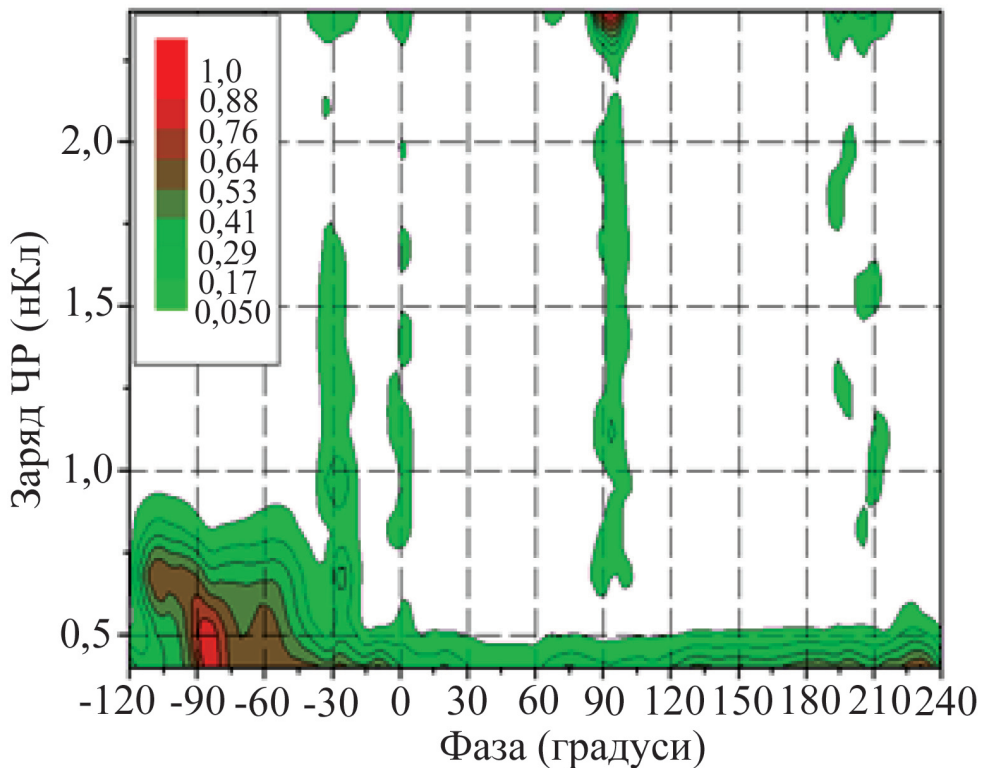


Рис. 3.28. АФД. Сигнали ЧР трифазного трансформатора АТДЦТН-200000/330/110, фаза «С»

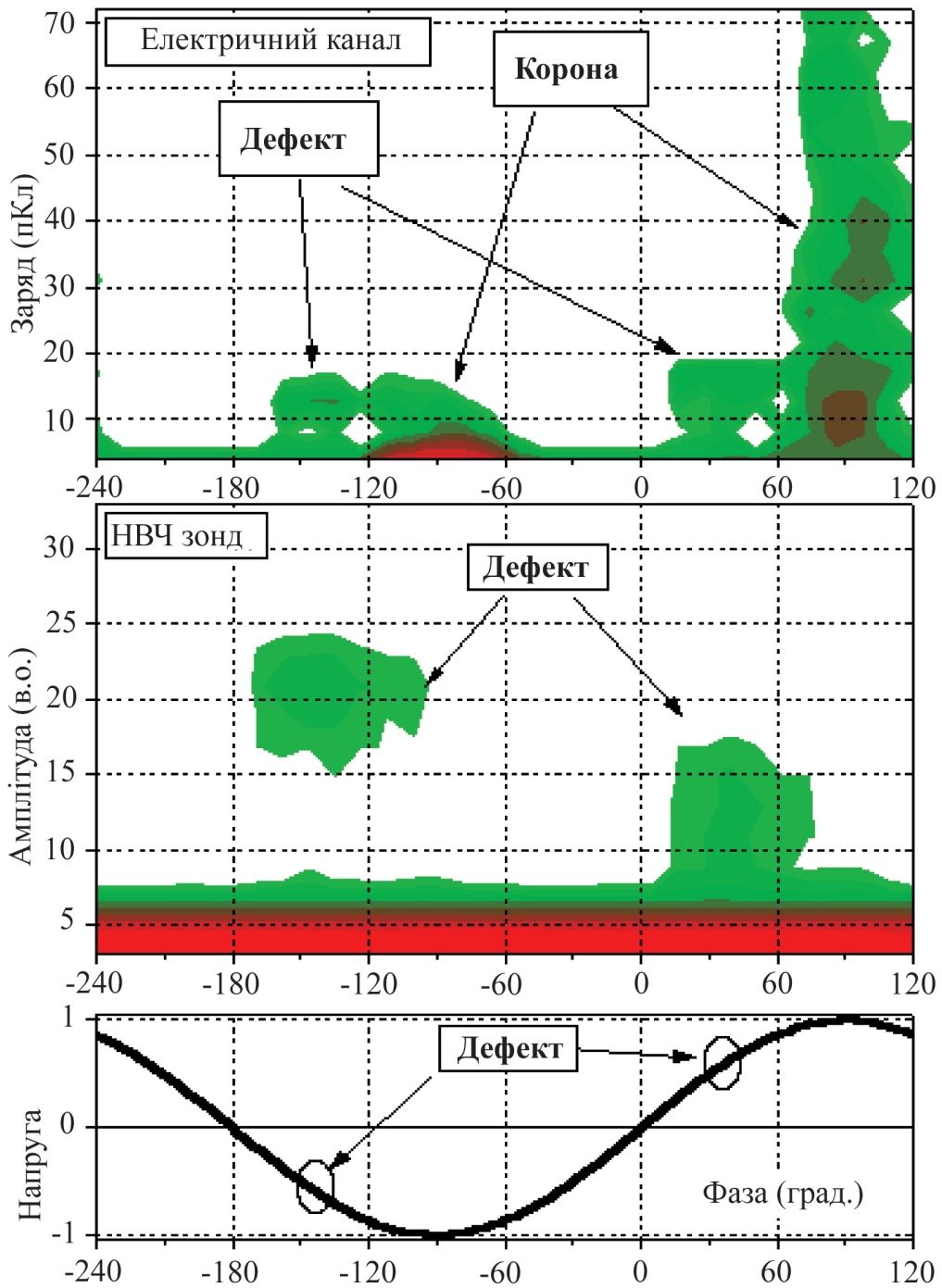


Рис. 3.29. Сигнали ЧР ТС ТФРМ-330 отримані з датчика електричного каналу, підключеного в коло заземлення нульової обкладки та з датчика електромагнітного каналу (НВЧ зонд) з відстані 5 м від об'єкта. Сигнали корони із зарядом більше 1 нКл повністю подавлені в електромагнітному каналі

Використання зазначених алгоритмів враховує припущення про загасання імпульсу усередині контрольованого об'єкта. Чим більше буде відстань від місця виникнення імпульсу ЧР до конкретного вимірювального датчика, тим менше буде амплітуда зареєстрованого сигналу, відгук від реального імпульсу. Відповідно, порівнюючи амплітуди сигналів від одного, синхронно зареєстрованого імпульсу, можна досить вірогідно виділити зону його виникнення.

Ступінь загасання імпульсів від ЧР усередині контрольованого об'єкта, у точках розташування вимірювальних датчиків, може бути визначена експериментально, при первинному калібруванні об'єкта з використанням калібрувального генератора. Наприклад, калібрувальні імпульси подаються у фазу «А» трансформатора, при цьому виконується порівняння амплітуд сигналів з датчиків, установлених на всіх фазах. Загасання імпульсів ЧР усередині трансформатора пропорційно відношенню амплітуд зареєстрованих калібрувальних імпульсів. Далі вся процедура амплітудного калібрування повторюється з іншою фазою контрольованого трансформатора, і т.п. На підставі проведення експериментальних калібрувальних робіт може бути складена реальна матриця взаємного загасання імпульсів ЧР усередині трансформатора, виходячи зі співвідношення амплітуд сигналів від установлених датчиків ЧР. Теоретично, розрахунковим шляхом, скласти таку матрицю взаємних загасань досить складно, через високу трудомісткість, що виникає з необхідності обліку дуже великої кількості конструктивних та технологічних параметрів трансформатора.

Знання матриці коефіцієнтів загасання імпульсів усередині трансформатора дозволяє досить коректно диференціювати місце виникнення імпульсів ЧР. Особливо ефективно це відбувається при одночасному, синхронному вимірі амплітуд імпульсів по декількох каналах, мінімально по двох. При цьому основний канал, по якому реєструється сигнал, називається **вимірювальним**, а допоміжний, по якому реєструється імпульс порівняльної амплітуди, звичайно називають **шумовим**.

Для виявлення місця виникнення імпульсу ЧР по категоріях «усередині трансформатора», або «зовні трансформатора», до шумового каналу вимірювального приладу варто підключати датчики, розташовані на деякому віддаленні, наприклад на шинопроводі або поруч розташованому високовольтному пристрої. Порівняння амплітуд сигналів від цих датчиків і «внутрішніх» датчиків іноді дозволяє вирішити зазначену проблему.

Аналіз місця виникнення імпульсів ЧР усередині трансформатора, з використанням шумових каналів, повинен виконуватись завжди тільки в режимі реального часу, аналізуючи кожний імпульс.

Однак, використання матриць загасання не дозволяє відстроїтися від шкідливого впливу імпульсів корони, вплив якої в трансформаторах досить значний. Причиною цього є те, що амплітуда імпульсів від коронних розрядів у трансформаторах багаторазово, іноді навіть у десятки разів, перевищує амплітуду «корисних» імпульсів від ЧР. Через це порівняння амплітуд таких імпульсів, зареєстрованих по декількох каналах синхронно, з використанням шумового каналу й матриць перенаведення, не завжди є ефективним.

Найбільш дієвим способом боротьби із впливом імпульсів від корони в трансформаторах є використання спеціалізованих датчиків корони, а також алгоритмів аналізу полярності імпульсів від ЧР, що надійшли в прилад по двох каналах одночасно. При цьому передбачається одночасне використання декількох датчиків реєстрації ЧР, що працюють на різних фізичних принципах. Оптимальним, наприклад, є одночасне використання двох датчиків, що реєструють електричну й магнітну складову від того самого імпульсу. Розташовуватися ці додаткові, опорні датчики ЧР, повинні в місцях максимального впливу коронних розрядів, там, де вони попадають усередину трансформатора, тобто поруч із вводами.

З усіма системами контролю ізоляції доцільно використовувати високочастотний датчик струму, що реєструє сигнал від ЧР з ємнісного подільника, яким є маслонаповнений ввід трансформатора. Такий датчик ЧР, за фізичною природою, реєструє наведений у ввіді трансформатора сигнал, пропорційний напруженості електричного поля від імпульсу струму ЧР.

Для реєстрації магнітної складової поля від імпульсів ЧР у трансформаторах необхідно використати спеціалізований датчик корони, який монтується поруч із кожним контрольованим вводом трансформатора таким чином, щоб він був не вище монтажного металевго корпусу вводу, та не виступав над металевими конструкціями трансформатора, тим самим не створював умов для виникнення додаткових розрядів.

Сигнали з цих датчиків синхронно обробляються. Ознакою того, що імпульс, передбачуваний як імпульс від ЧР, насправді являється імпульсом корони, є, наприклад, збіг полярності сигналів від двох датчиків. Такий

імпульс не реєструється. Ознакою для реєстрації «дійсного» імпульсу ЧР, що виник усередині трансформатора, є розбіжність фаз сигналів від двох датчиків. Використання для селекції імпульсів від корони полярності сигналів від двох датчиків може бути більш ефективним прийомом, ніж використання шумових каналів і матриць перенаведення.

Крім цього, потрібно зазначити, що кожен із вищеописаних алгоритмів розпізнавання імпульсів ЧР не є абсолютним, використання кожного з них дозволяє, лише тією чи іншою мірою, підвищити вірогідність підсумкового діагностичного висновку.

Таким чином, при створенні реєстрації ЧР в процесі роботи електроустаткування, необхідно:

- забезпечити апаратну можливість реалізації електричного каналу (частоти до 30 МГц), електромагнітного каналу (частоти від 500 до 900 МГц) і акустичного каналу (частоти, як правило, від 80 до 200 кГц);
- реєструвати не тільки амплітуду (заряд), але й фазу сигналів (для одержання АФД);
- забезпечити реєстрацію й запам'ятовування даних протягом досить тривалих інтервалів часу в автоматичному режимі;
- забезпечити реалізацію алгоритмів розпізнавання імпульсів ЧР та імпульсів корони, а також імпульсних завад іншого походження.

Контрольні питання

1. Що таке частковий розряд (ЧР) та якими параметрами він характеризується?
2. Які методи вимірів ЧР ви знаєте?
3. Які електричні схеми виміру рівнів ЧР рекомендовані для використання нормативними документами? У чому полягає їх відмінність та які сфери застосування кожної з них?
4. Якими кількісними параметрами характеризуються ЧР?
5. У чому полягає відмінність вузькосмугової та широкосмугової схем вимірювання ЧР?
6. Нарисуйте загальну схему виміру ЧР у трансформаторах та дайте характеристику кожного її елемента.
7. У чому полягає методика випробувань ізоляції трансформаторів з виміром ЧР?
8. Які критерії оцінки якості ізоляції за рівнем ЧР ви знаєте?

9. У чому полягають складнощі при вимірах рівня ЧР в умовах діючої підстанції? Які задачі стоять перед системами безперервного виміру рівнів ЧР в ізоляції?

10. Які апаратні способи відмежування від зовнішніх завад можна використати у разі застосування електричного каналу виміру ЧР? Як використовується амплітудно-фазова діаграма (АФД)?

11. Охарактеризуйте електромагнітні та акустичні канали для вимірів рівня ЧР.

12. Які алгоритмічні методи виключення завад при вимірах ЧР ви знаєте? У чому полягають їх переваги та недоліки?

3.6 Контроль стану ізоляції електроустаткування за результатами вимірювань струмів небалансу

3.6.1 Методичні основи вимірювань струмів небалансу

Вимірювання струмів небалансу відносяться до методів контролю діелектричних характеристик ізоляції електроустаткування під робочою напругою. Даний метод базується на вимірюванні струмів, що протікають через ізоляцію під впливом фазної напруги мережі. Методики вимірювань таких струмів можна розділити на три групи. До першої групи відносяться методики прямого виміру контрольованої величини, до другої – методики порівняння між собою характеристик різних однотипних об'єктів одного пристрою (наприклад, трьох введів одного трансформатора). Методики третьої групи засновані на порівнянні характеристик вимірюваного об'єкта з відомим, прийнятим у якості зразкового.

Прямим виміром струму через ізоляцію можна визначити лише модуль її комплексної провідності або (при малих втратах) її ємність. З метою оцінки зміни стану ізоляції повинна бути визначена зміна контрольованого параметра, що становить, звичайно, частки відсотка від його значення. Така точність прямого виміру недосяжна в експлуатаційних умовах.

Якщо на вході вимірювального приладу попередньо компенсувати струм, що протікає через неушкоджену ізоляцію даного об'єкта, то надалі буде вимірюваний лише приріст струму, пов'язаний зі зміною діелектричних характеристик ізоляції. Така методика виміру (метод струмів небалан-

су) не пред'являє високих вимог до точності вимірювального приладу й може бути застосована в умовах експлуатації.

Одна зі схем, що реалізують метод вимірювань струмів небалансу, заснована на вимірі суми трифазної системи струмів, що протікають через ізоляцію трьох однотипних об'єктів (рис. 3.30). У припущенні малих розходжень характеристик ізоляції у вихідному стані трьох одночасно контрольованих об'єктів можна вважати, що вимірюваний сумарний струм буде близький до нуля. При збільшенні комплексної провідності ізоляції одного із цих об'єктів збільшиться струм через неї й відповідно зміниться сумарний струм. Збільшення цього струму можна виміряти будь-яким прямим методом.

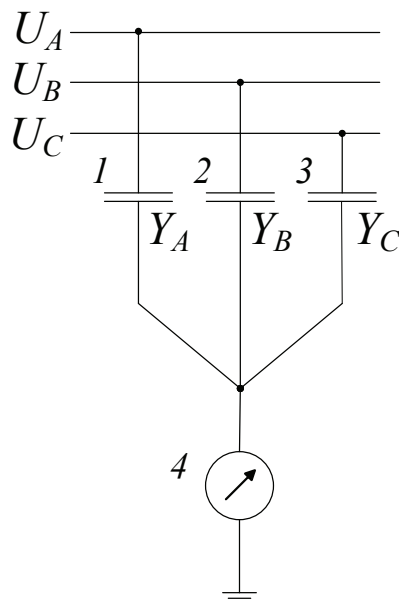


Рис. 3.30. Схема виміру діелектричних характеристик методом струмів небалансу:
1-3 – об'єкти контролю; 4 – вимірювальний пристрій

Застосування такого методу вимірів для експлуатаційного контролю ізоляції цілком припустимо, тому що ймовірність дефектів ізоляції, які викликають одночасні й однакові зміни діелектричних характеристик всіх трьох об'єктів, досить мала.

Одним з найбільш простих методів реалізації способу контролю за зміною струму через ізоляцію є вимір суми струмів трифазної системи трьох аналогічних об'єктів.

У розрахунковій схемі, наведеній на рис. 3.31, провідності Y з індексами, що відповідають фазам A , B і C , еквівалентні провідностям

ізоляції контрольованих об'єктів 1 – 3, а провідності $Y_{\text{вл}}$ еквівалентні частковим ємностям 4 – 6 цих об'єктів відносно ошиновки, сусідніх апаратів, а також інших елементів розподільного устаткування (РУ), які можемо використати для врахування струмів впливів.

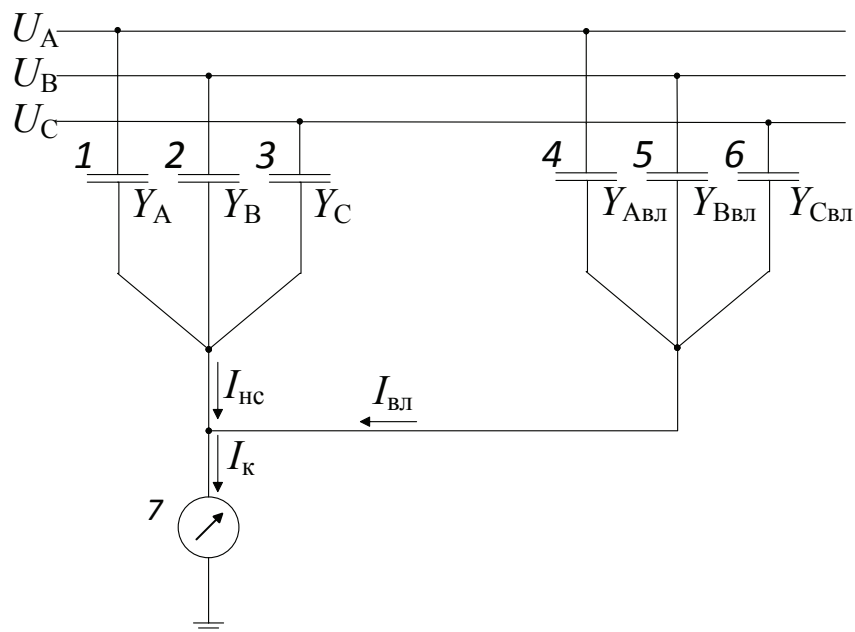


Рис. 3.31. Розрахункова схема виміру методом струмів небалансу

Через вимірювальний прилад 7 протікають струми промислової частоти й вищих гармонік. Розглянемо їх роздільно. Складовими промислової частоти в контрольованому струмі $I_{\text{к}}$ є струм впливів $I_{\text{вл}}$, а також струм несиметрії $I_{\text{нс}}$, викликаний розходженням у провідності ізоляції об'єктів, що перебувають у доброму стані (розходження ємностей і $\text{tg}\delta$ ізоляції об'єктів, яке спричинене неоднаковістю їх розмірів та характеристик при їхньому виготовленні). Зі схеми рис. 3.31 випливає:

$$\dot{I}_{\text{нс}} = (Y_0 + \Delta Y_A) \cdot \dot{U}_A + (Y_0 + \Delta Y_B) \cdot \dot{U}_B + (Y_0 + \Delta Y_C) \cdot \dot{U}_C, \quad (3.4.15)$$

де $\Delta Y = Y - Y_0$; Y_0 – середнє значення провідності ізоляції об'єктів.

З урахуванням симетрії зірки фазних напруг:

$$\dot{I}_{\text{нс}} = \Delta Y_A \cdot \dot{U}_A + \Delta Y_B \cdot \dot{U}_B + \Delta Y_C \cdot \dot{U}_C. \quad (3.4.16)$$

Для струму впливу аналогічно:

$$\dot{I}_{\text{вл}} = \Delta Y_{\text{Авл}} \cdot \dot{U}_A + \Delta Y_{\text{Ввл}} \cdot \dot{U}_B + \Delta Y_{\text{Свл}} \cdot \dot{U}_C. \quad (3.4.17)$$

При дефекті ізоляції струм несиметрії збільшиться на ΔI й складе:

$$\dot{I}'_{\text{НС}} = \dot{I}_{\text{НС}} + \Delta \dot{I}. \quad (3.4.18)$$

Для виявлення наявності дефекту сумарний вимірюваний струм повинен перевищувати струм, викликаний несиметрією ємностей об'єктів і впливами. Відношення модулів цих струмів (відношення сигнал/завада)

$$K_{\text{с.п}} = \frac{|\dot{I}'_{\text{НС}} + \dot{I}_{\text{ВЛ}}|}{|\dot{I}_{\text{НС}} + \dot{I}_{\text{ВЛ}}|} = \frac{|\dot{I}_{\text{НС}} + \dot{I}_{\text{ВЛ}} + \Delta \dot{I}|}{|\dot{I}_{\text{НС}} + \dot{I}_{\text{ВЛ}}|}. \quad (3.4.19)$$

З аналізу отриманих рівнянь витікає, що ступінь виявлення дефекту залежить від співвідношення фаз струму, викликаного дефектом, і суми струмів несиметрії й впливів. Розвиток дефекту може призвести не тільки до росту, але й до зменшення вимірюваного струму, якщо названі струми будуть знаходитись у протифазі.

Різниця ємнісних провідностей однотипних об'єктів, що не мають дефектів, може досягати 5%; з урахуванням струмів впливів небаланс може бути ще більшим. Тому при найпростішій схемі виміру розглянутим методом надійно може бути виявлене вже розвинене ушкодження ізоляції, що змінило її провідність більш ніж на 10 – 15%.

З (3.4.19) випливає, що забезпечення високої чутливості пристрою для вимірів розглянутим методом можливо лише при зменшенні сумарного струму небалансу $(\dot{I}_{\text{НС}} + \dot{I}_{\text{ВЛ}})$. Найпростішим способом зменшення струму небалансу є симетрування вимірюваної трифазної системи струмів, для чого в схему вимірів вводиться спеціальний симетруючий пристрій, що дозволяє змінювати коефіцієнти передачі струму кожного з об'єктів на вхід вимірювального пристрою.

У цьому випадку вимірюваний струм, пропорційний струму об'єкта (наприклад, для фази А), складе

$$\dot{I}_{\text{сА}} = k_{\text{сА}} \cdot \dot{I}_{\text{А}}, \quad (3.4.20)$$

де $\dot{I}_{\text{А}}$ – весь струм контрольованого об'єкта фази А; $k_{\text{сА}}$ – коефіцієнт передачі симетруючого пристрою для фази А.

Струм $\dot{I}_{\text{А}}$ містить у собі не тільки струм провідності ізоляції об'єкта даної фази, але й суму струмів впливів інших фаз і інших об'єктів, що перебувають під напругою. У загальному випадку:

$$\dot{I}_{\text{А}} = Y_{\text{А}} \cdot \dot{U}_{\text{А}} + Y_{\text{АА}} \cdot \dot{U}_{\text{А}} + Y_{\text{ВА}} \cdot \dot{U}_{\text{В}} + Y_{\text{СА}} \cdot \dot{U}_{\text{С}}, \quad (3.4.21)$$

де $\dot{U}_A, \dot{U}_B, \dot{U}_C$ – відповідні фазні напруги; Y_A – провідність ізоляції об'єкта фази А; Y_{AA}, Y_{BA}, Y_{CA} – часткові провідності, по яких на об'єкт фази А протікають струми впливів з боку відповідних фаз та інших об'єктів.

Аналогічні вирази визначають і струми інших фаз.

Підсумовуючи струми об'єктів всіх трьох фаз групи, одержимо вираз для визначення вимірюваного сумарного струму:

$$\dot{I}_c = \dot{I}_{cA} + \dot{I}_{cB} + \dot{I}_{cC}. \quad (3.4.22)$$

Згрупуємо у виразі (3.4.22) в одному доданку всі струми впливу, викликані напругою кожної фази:

$$\dot{I}_c = k_{cA} \cdot \dot{U}_A \cdot (Y_A + Y_{Aвл}) + k_{cB} \cdot \dot{U}_B \cdot (Y_B + Y_{Bвл}) + k_{cC} \cdot \dot{U}_C \cdot (Y_C + Y_{Cвл}), \quad (3.4.23)$$

де $Y_{Aвл}, Y_{Bвл}, Y_{Cвл}$ – сумарні провідності шляхів струмів впливів, викликаних фазними напругами.

Для виконання сформульованої вище умови – виключення струмів несиметрії й впливів – необхідно, щоб при хорошому (початковому) стані ізоляції всіх трьох об'єктів групи струм I_c дорівнював нулю. Це забезпечується за умови

$$\left| k_{cA} \cdot \dot{U}_A \cdot (Y_A + Y_{Aвл}) \right| = \left| k_{cB} \cdot \dot{U}_B \cdot (Y_B + Y_{Bвл}) \right| = \left| k_{cC} \cdot \dot{U}_C \cdot (Y_C + Y_{Cвл}) \right|. \quad (3.4.24)$$

Регульованим елементом схеми є симетруючий пристрій, зміною коефіцієнтів передачі k_c якого й виконується симетрування зірки вимірюваних струмів фаз. Зазвичай симетруючий пристрій поєднується з підсумовуючим в один вузол, що є первинним вимірювальним перетворювачем вимірювального пристрою.

Розглянемо вплив завод від вищих гармонічних складових у вимірюваному струмі. Основне значення мають струми третьої гармоніки, однак варто враховувати вплив і вищих гармонік.

За умови виконання вимоги про компенсацію струмів несиметрії та впливів чутливість методу буде визначати еквівалентний сумарний струм завод від вищих гармонік I_r . За аналогією з (3.4.19) відношення сигнал/завада:

$$K_{с.з.} = \frac{|\dot{\Delta I}|}{|\dot{I}_r|} = \frac{\Delta Y_d}{Y_0} \cdot \frac{|\dot{I}_0|}{|\dot{I}_r|} = \gamma_d \cdot \frac{|\dot{I}_0|}{|\dot{I}_r|}, \quad (3.4.25)$$

де $\dot{I}_0 = Y_0 \cdot \dot{U}_\phi$ – струм провідності через ізоляцію об'єкта; γ_d – відносна

зміна провідності ізоляції, викликана дефектом; U_{ϕ} – фазна напруга мережі.

За результатами ряду вимірів значення I_{Γ}/I_0 може досягати 15 %. Тому без фільтрації завад контроль ізоляції розглянутим методом неможливий. Необхідний коефіцієнт фільтрації, що забезпечує виявлення дефекту з найменшою відносною величиною $\gamma_{д. \min}$,

$$k_{\phi} = \frac{K_{с.з.}}{\gamma_{д. \min}} \cdot \frac{|I_{\Gamma}|}{|I_0|}. \quad (3.4.26)$$

При допустимій похибці виміру, яка відповідає $\gamma_{д} = 1 \cdot 10^{-3}$ і $K_{с.з.} = 2$ необхідний коефіцієнт фільтрації $k_{\phi} > 300$ (50 дБ).

Таким чином, пристрій для вимірів розглянутим методом повинен складатися із трьох основних вузлів: симетруючого пристрою для усунення струму небалансу, суматора струмів та селективного вимірника.

Після компенсації струму небалансу й придушення завад від вищих гармонік струм на виході суматора ΔI_c буде пропорційний зміні провідності ізоляції об'єкта ΔY_d і розглянутий пристрій може бути використаний для контролю ізоляції за цим параметром:

$$\Delta I_c = k_c \cdot \Delta Y_d \cdot U_{\phi}. \quad (3.4.27)$$

Висновок про пропорційність ΔI_c і ΔY_d справедливий лише при незмінній напрузі мережі. Якщо ця напруга в момент виміру буде відрізнятися від номінальної, прийнятої для розрахунку, то в отримані дані буде внесена відносна похибка, рівна відносній зміні напруги. Однак при контролі ізоляції така похибка цілком припустима.

На рис. 3.32 представлена векторна діаграма струму через ізоляцію одного з контрольованих об'єктів. Вектор I_0 (точка a) характеризує стан ізоляції в момент симетрування схеми. Вектор I (точка b) характеризує стан ізоляції після зміни контрольованих параметрів. На виході суматора вимірюється струм ΔI , що відповідає тій зміні. Можуть бути виміряні як складові вектора ΔI (активна ΔI_a і реактивна ΔI_p), так і його модуль.

З векторної діаграми випливає зв'язок між вимірюваним струмом ΔI і діелектричними характеристиками ізоляції об'єкта:

– зміна ємності

$$\frac{\Delta C}{C_0} = \frac{\Delta I_p}{I_{0p}}; \quad (3.4.28)$$

– діелектричні втрати у початковому стані

$$\operatorname{tg} \delta_0 = \frac{I_{0a}}{I_{0p}}, \quad (3.4.29)$$

– діелектричні втрати після зміни стану ізоляції

$$\operatorname{tg} \delta = \frac{\Delta I_a + I_{0a}}{\Delta I_p + I_{0p}}. \quad (3.4.30)$$

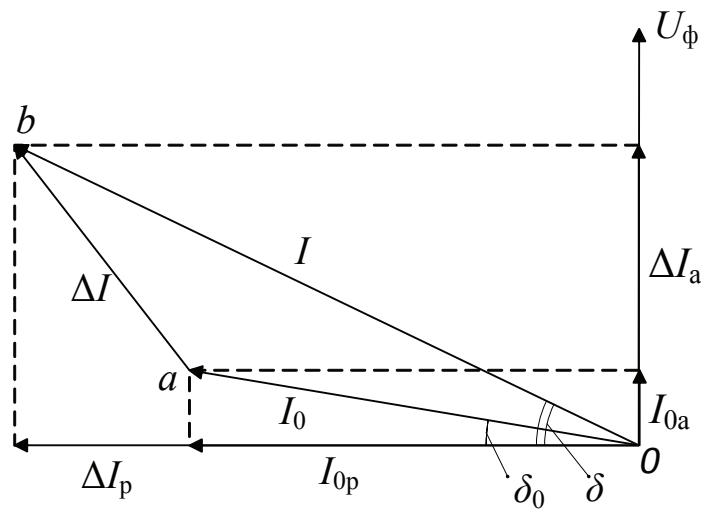


Рис. 3.32. Векторна діаграма струму через ізоляцію об'єкта

Зміна діелектричних втрат:

$$\Delta \operatorname{tg} \delta = \operatorname{tg} \delta - \operatorname{tg} \delta_0. \quad (3.4.31)$$

Після перетворень із отриманих співвідношень впливає:

$$\Delta I_p = \frac{\Delta C}{C_0} \cdot I_{0p}; \quad (3.4.32)$$

$$\Delta I_a = k \cdot I_{0p} \cdot \Delta \operatorname{tg} \delta, \quad (3.4.33)$$

де

$$k = \frac{\Delta C}{C_0} \cdot \left(1 + \frac{\operatorname{tg} \delta_0}{\Delta \operatorname{tg} \delta}\right) + 1. \quad (3.4.34)$$

Для випадку роздільного виміру активної й реактивної складових вектора ΔI (із врахуванням того, що $I_{\text{op}} / I_0 = \cos \delta_0$) одержимо:

$$\frac{\Delta I_a}{I_0} = k \cdot \cos \delta_0 \cdot \Delta \operatorname{tg} \delta; \quad (3.4.35)$$

$$\frac{\Delta I_p}{I_0} = \frac{\Delta C}{C_0} \cdot \cos \delta_0. \quad (3.4.36)$$

Коефіцієнт $k > 1$ свідчить про дещо більш високу чутливість до дефектів методу виміру струму в порівнянні з методом виміру $\operatorname{tg} \delta$. Однак у реальних умовах можна прийняти, що $k \approx 1$ і $\cos \delta_0 \approx 1$, отже,

$$\frac{\Delta I_a}{I_0} \approx \Delta \operatorname{tg} \delta; \quad (3.4.37)$$

$$\frac{\Delta I_p}{I_0} \approx \frac{\Delta C}{C_0}. \quad (3.4.38)$$

При вимірюванні модуля струму

$$\frac{\Delta I}{I_0} = \frac{[\Delta I_a^2 + \Delta I_p^2]^{1/2}}{I_0} \approx \left[(\Delta \operatorname{tg} \delta)^2 + \left(\frac{\Delta C}{C_0} \right)^2 \right]^{1/2}. \quad (3.4.39)$$

При вимірі модуля приросту струму одночасно робиться контроль за зміною ємності й діелектричних втрат ізоляції. При вимірі роздільно реактивної й активної складових струму ΔI кожний із зазначених параметрів контролюється незалежно.

На рис. 3.33 наведена векторна діаграма, що пояснює можливість контролю зазначеними методами. Відрізки окружностей, що обмежують сектори, є годографами вектора ΔI при ушкодженнях ізоляції об'єктів фаз А, В і С при тій самій відносній зміні провідності γ_d .

Проводячи вимірювання фазочутливим приладом – векторметром, можна одержати відомості про те, який об'єкт (фаза) має дефект, а також про характер і ступінь розвитку ушкодження (зміна $\operatorname{tg} \delta$ або ємності ізоляції об'єкта).

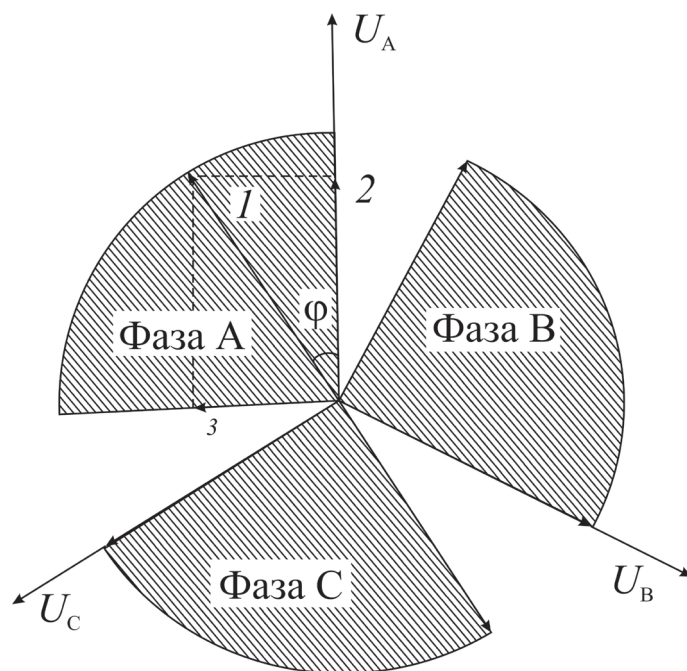


Рис. 3.33. Годограф вектора ΔI

3.6.2 Пристрої для вимірювань

Застосовуються дві схеми вимірів: з підсумовуючим трансформатором і підсумовуючим резистором (рис. 3.34).

Перетворювач із трансформатором повністю відповідає вимогам захисту від завад, бо забезпечує розділення кіл заземлення об'єктів. Більш проста схема – з підсумовуючим резистором – може застосовуватися лише в тих випадках, коли похибкою виміру від нееквіпотенціальності точок заземлення можна знехтувати.

Симетрування струмів (балансування схеми) здійснюється за допомогою резисторів R_c , які разом з вихідним опором R_d пристрою приєднання утворюють подільник струму. Нормування вихідної напруги перетворювача виконується за допомогою резистора R_0 шляхом зміни коефіцієнта передачі залежно від струму через ізоляцію об'єкта.

Коефіцієнти перетворення первинного перетворювача за контрольованим струмом та за контрольованим параметром відповідні:

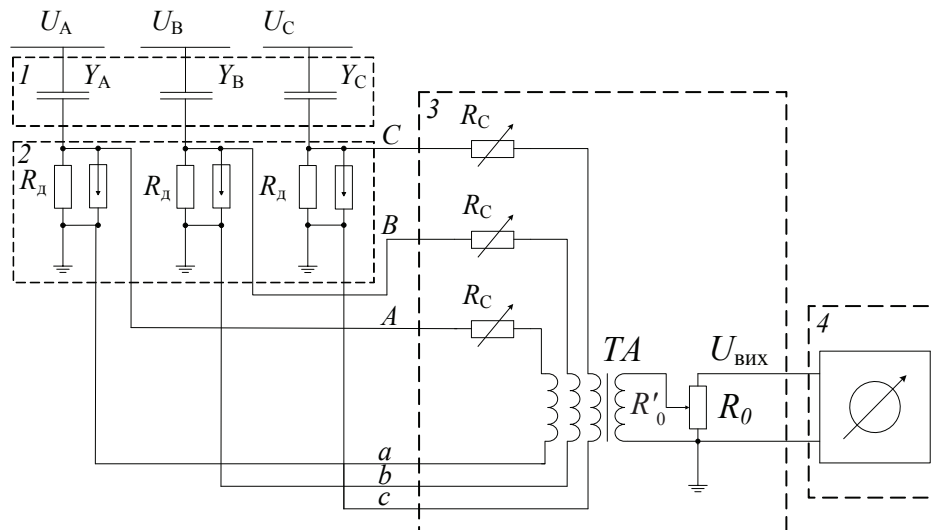
$$K_I = \frac{U_{\text{вих}}}{\Delta I} = \frac{\Delta I \cdot k_c \cdot R_0'}{\Delta I} = k_c \cdot R_0', \quad (3.4.40)$$

$$K_\gamma = \frac{U_{\text{вих}}}{\gamma} = \frac{U_{\text{вих}} \cdot I_0}{\Delta I} = K_I \cdot I_0 = k_c \cdot R_0' \cdot I_0, \quad (3.4.41)$$

де $U_{\text{вих}}$ – вихідна напруга перетворювача; ΔI – контрольована зміна сумарного струму; R'_0 – опір нормуючого резистора; k_c – коефіцієнт поділу струму симетруючим і підсумовуючим пристроями; I_0 – струм через ізоляцію об'єкта.

Схеми вимірювання методом струмів небалансу

а) з підсумовуючим трансформатором



б) з підсумовуючим резистором

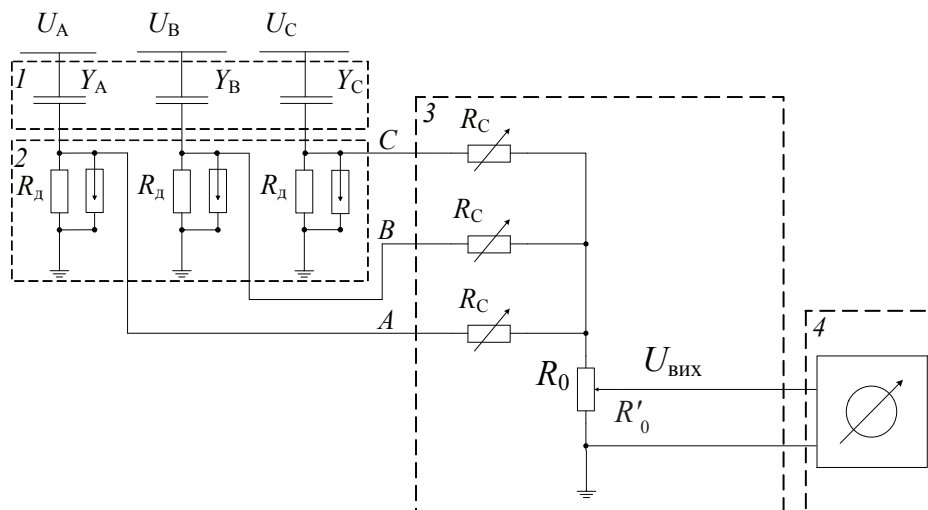


Рис. 3.34. Схеми виміру методом струмів небалансу: а – з підсумовуючим трансформатором; б – з підсумовуючим резистором; 1 – об'єкт контролю; 2 – пристрій приєднання; 3 – первинний перетворювач; 4 – вимірювальний прилад

Для схеми з підсумовуючим трансформатором $k_c \approx \frac{R_d}{K \cdot (R_d + R_c)}$,

де K – коефіцієнт трансформації ТА. Для схеми з підсумовуючим резистором $k_c = \frac{R_d}{4 \cdot R_d + 3 \cdot R_c}$ (прийнято, що $R_0 = R_d$).

Градування шкали індикатора вимірювального приладу у відносних одиницях γ можливе лише при однаковому для всіх об'єктів даної підстанції значенні K_γ . Це забезпечується при дотриманні умови $R'_0 I_0 = \text{const}$, для чого при налагодженні схеми вимірів відповідно змінюється значення R'_0 .

Через нелінійність на початку характеристики підсумовуючого трансформатора можливі неприпустимі похибки виміру малих величин контрольованого параметра. Зменшення цієї похибки можливо або шляхом шунтування трансформатора малим опором, або шляхом збільшення його індуктивності. У першому варіанті через малий опір R'_0 зменшується коефіцієнт перетворення; у другому – істотно збільшується вага трансформатора.

Для зменшення розглянутої похибки може бути застосований перетворювач із компенсованим трансформатором, вторинна обмотка якого вмикається в коло зворотного зв'язку операційного підсилювача. Коефіцієнт перетворення такого пристрою $K_\gamma = k_c \cdot R_{3.3} \cdot I_0$ регулюється зміною опору $R_{3.3}$ кола зворотного зв'язку.

У якості вимірювального приладу для контролю методом струмів небалансу застосовується схема рис. 3.35, що складається з фільтра вищих гармонік 1, підсилювача 2, індикатора 3, АЦП, системи збору та обробки даних ЗОД та системи передачі даних через мережу *Ethernet* або *Internet*.

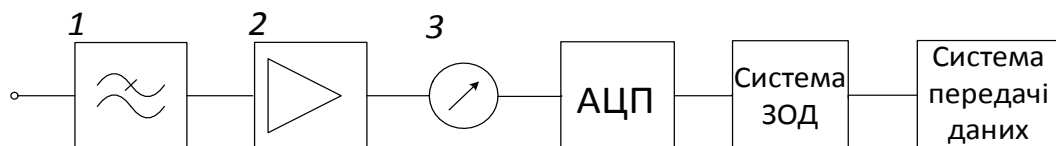


Рис. 3.35. Структурна схема вимірювального приладу струмів небалансу

Відфільтрований та підсилений сигнал напруги $U_{\text{вих}}$ контролюється 3 та потрапляє в АЦП, де перетворюється з аналогового сигналу у циф-

ровий код. Після цього цифрові дані аналізуються та обробляються системою ЗОД і передаються по безпроводним каналам зв'язку (мережі *Ethernet* або *Internet*) оператору, який приймає рішення щодо стану контрольованого (за струмом небалансу) об'єкта.

3.6.3 Критерії оцінки стану ізоляції

Основним критерієм для оцінки стану ізоляції високовольтного устаткування є її $\text{tg}\delta$, оскільки він прямо залежить від зміни (приросту) струму небалансу:

$$\text{tg}\delta = \frac{\Delta I_a + I_{0a}}{\Delta I_p + I_{0p}}.$$

Взагалі, вектор струму небалансу може вимірюватись як по абсолютному значенню, так і у відсотках від величини фазного струму, що проходить через об'єкт. В останньому випадку при високій якості вимірювальної схеми й не залежних від температури елементах, величина вектора небалансу може змінюватись у часі не більш, ніж на 0,5 відсотка, що пов'язано з нестабільністю параметрів мережі живлення.

Зменшити даний вплив можна тільки частково, використовуючи алгоритми самоадаптації вимірювальної апаратури. Але навіть і в цьому випадку вектор небалансу може «плавати» у діапазоні близько 0,3% від фазного струму. Загальноновизнаними вважаються рекомендації П.М. Сви, коли поява величини небалансу струмів провідності в 2% говорить про наявність серйозних змін в ізоляції об'єкта, а подолання 5% бар'єру говорить про передаварійний стан цього об'єкта.

Однак, якщо виникає необхідність залишати більший часовий інтервал, протягом якого персонал може прийняти необхідні оперативні й ремонтні дії, цей поріг необхідно зменшувати, особливо це стосується порогу аварійного стану.

Підставою для прийняття рішень щодо включення захистів, у випадках появи небалансу струмів провідності, повинні бути не результати деяких разових вимірів, а наявність явно виражених змін контрольованого параметра в часовому тренді. Час аналізу такого тренду повинен бути не менш одного тижня, протягом якого повинна бути виявлена достовірна зміна величини названого небалансу.

3.6.4 Практичне використання результатів вимірювань струмів небалансу в системі контролю вводів

Викладене вище дозволяє стверджувати, що найбільш пристосованими для реалізації вимірювань струмів небалансу є трифазні групи устаткування з конденсаторною ізоляцією. Це, в першу чергу, високовольтні вводи і трансформатори струму, які, до того ж, характеризуються значною аварійністю з більшим відсотком для випадків із вводами, а отже потребують встановлення систем, що будуть постійно відслідковувати технічний стан вузлів (складових) названого устаткування.

Застосовуючи метод безперервного контролю струмів небалансу для вводів стає можливим запровадити моніторинг стану їх ізоляції. Це дозволить вирішити наступні завдання:

1. Продовжити ресурс діючого устаткування за рахунок модернізації й проведення розширених відновлювальних ремонтів, з огляду на те, що одним з найважливіших компонентів такої модернізації устаткування є монтаж недорогих і надійних систем моніторингу електроустаткування.

2. Виключити аварії з високовольтними вводами, пов'язані з недосконалістю існуючого комплексу вимірювально-діагностичних пристроїв, норм і методів обстеження їх ізоляції.

3. Запобігти повному руйнуванню вводу при досягненні ізоляції критичного стану і, як наслідок, тяжкої аварії. Вчасно підготувати заміну й демонтувати дефектний ввід з можливістю відновлення його властивостей до того, як у ньому виникнуть незворотні зміни.

В основу практичної методики контролю ізоляції, зокрема, ємності вводу й тангенса кута діелектричних втрат покладений описаний нижче принцип, який базується на двох явищах:

– для кожного вводу струм через його ізоляцію практично пропорційний ємності даного вводу. Для вводів з конденсаторною ізоляцією та спеціальним виводом від передостанньої конденсаторної обкладки його ізоляції ПВН (часто такий вивід називають – «ПН») розрізняють ємність C_1 , що утворена між високовольтним виводом вводу і виводом «ПН» та ємність C_2 – між «ПН» та заземленим корпусом вводу (з'єднувальною втулкою між верхньою і нижньою порцеляновими покриттями вводу). Оскільки під час роботи устаткування виконується (у той чи інший спосіб) заземлення «ПН», зміна ємності C_1 викликає пропорційну зміну ємнісної складової струму в ізоляції вводу;

– зміна тангенса кута діелектричних втрат змінює активну складову струму через ізоляцію вводу.

Наслідком вказаного і є поява змін струму небалансу (3.4.39)

$$\frac{\Delta I}{I_0} = \sqrt{(\Delta \operatorname{tg} \delta)^2 + \left(\frac{\Delta C}{C_0}\right)^2}.$$

Оскільки в трифазній системі, векторна сума струмів, що протікає через ізоляцію трьох ввідів дорівнює нулю, то у разі змін характеристик ізоляції в одній з фаз, початковий баланс струмів порушується. У результаті з'являється струм (струм небалансу), який може служити інтегральною характеристикою стану ізоляції об'єктів контролю. В подальшому можливо вимірювання тільки приросту струму, який пов'язаний зі зміною характеристик ізоляції, що значно спрощує апаратуру для його вимірювання.

В найпростішій формі метод суми струмів можна пояснити розглядом двох випадків змін характеристик ємності C_1 одного із ввідів (нехай це буде фаза «А», рис. 3.36).

Прийемо початкову суму струмів рівною нулю (рис. 3.36, а). Якщо припустити, що виникли зміни тангенса кута ізоляції вводу, тобто змінилася лише одна складова струму – активна, то ця зміна призведе до появи векторної різниці $\Delta I'_A = I'_A - I_A^0$ (рис. 3.36, б). Вона буде співпадати по фазі з вектором напруги V_A і за величиною буде дорівнювати I'_Σ .

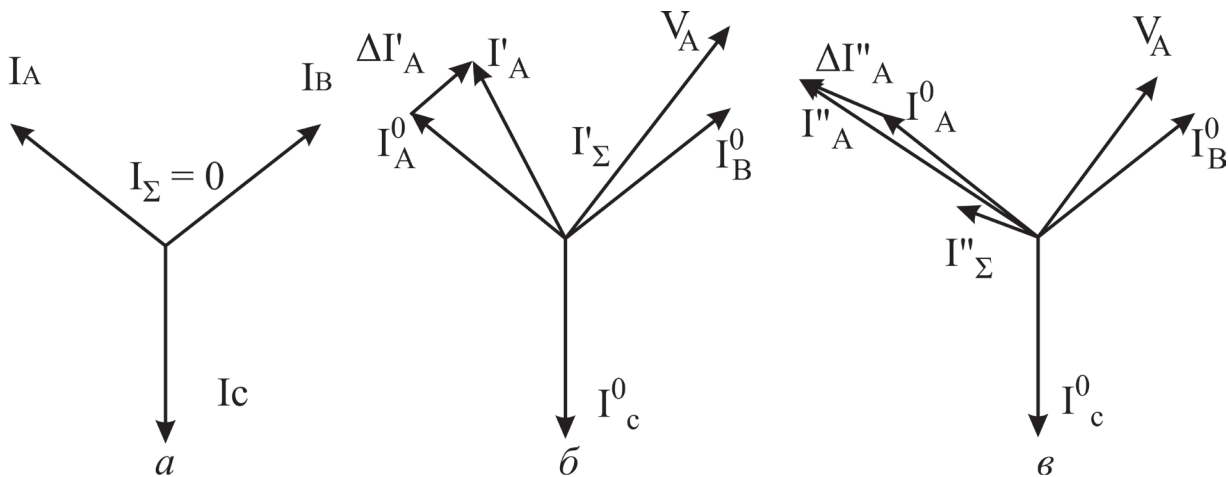


Рис. 3.36. До пояснення методу суми струмів

Також можемо припустити, що виникли зміни і ємності вводу цієї ж фази. У такому разі ці зміни викличуть також появу ємнісного струму,

тобто зміняться обидві складові струму (рис. 3.36, в). Ці зміни призведуть до появи вектора $\Delta I'' = I''_A - I_A^0$. Вони будуть відрізнятися по фазі від вектора напруги V_A , а за величиною будуть дорівнювати I'' .

Дійсно, змінюватись можуть як активні так і реактивні складові струму ізоляції вводу фази «А». Не виключена можливість змін характеристик ізоляції вводів інших фаз – «В» та «С». Таким чином, якщо відобразити зміну вектора суми струмів через ізоляцію за деякий час спостереження на фазовій площині, то це дасть можливість ідентифікувати устаткування з проблемною ізоляцією.

Якщо заземлення «ПН» виконати за допомогою дуже малого активного опору, це не вплине на режим заземлення конденсаторної ізоляції вводу, але дасть змогу вимірювати струми витоку через його основну ізоляцію (через C_1). Для цього необхідно відповідний вимірювальний прилад або пристрій підключити паралельно згаданому активному опору. У випадку, коли необхідно контролювати струм небалансу однакових об'єктів, тоді на вхід пристрою слід підключити сигнали від опорів, що встановлені на трьох фазах таких об'єктів.

У разі застосування мікропроцесорних пристроїв розроблених для вирішення даної задачі програмний алгоритм здійснює підсумовування вимірюваних струмів витоку через ізоляцію кожного із однотипних об'єктів, які складають трифазну систему (високовольтні вводи, трансформатори струму і т.п.). Після цього будується векторна діаграма струмів небалансу (рис. 3.37) за часовий період вимірювань, який цікавить, і визначається наявність або відсутність пошкоджень конкретного об'єкта. Аналіз рис. 3.37 показує, що в середині цієї діаграми присутня своєрідна „пляма”, яка виникає в результаті нестабільності амплітуд фазних напруг, температурних змін характеристик ізоляції і т.ін. Перехід вектора струму небалансу (або всієї „плями”) у ліву площину може свідчити про виникнення дефекту у фазі «А». Концентричними колами відмічені відносні зміни струму небалансу у відсотках (%). Позначивши відповідно до діючих норм рівні „тривоги” та „аварії” вимірювальному комплексу надаються властивості автоматизованої системи безперервного контролю стану ізоляції електроустаткування.

Вплив завод. Як показано вище, в основі системи моніторингу лежить вимір струмів промислової частоти з «ПН» вводів. Вищі гармонічні складові 50 Гц, особливо непарні, можна розглядати як завади, оскільки

непарні гармоніки із трьох фаз не балансуються, а підсумовуються. Для зменшення їхнього впливу необхідно використовувати фільтр нижніх частот (ФНЧ).

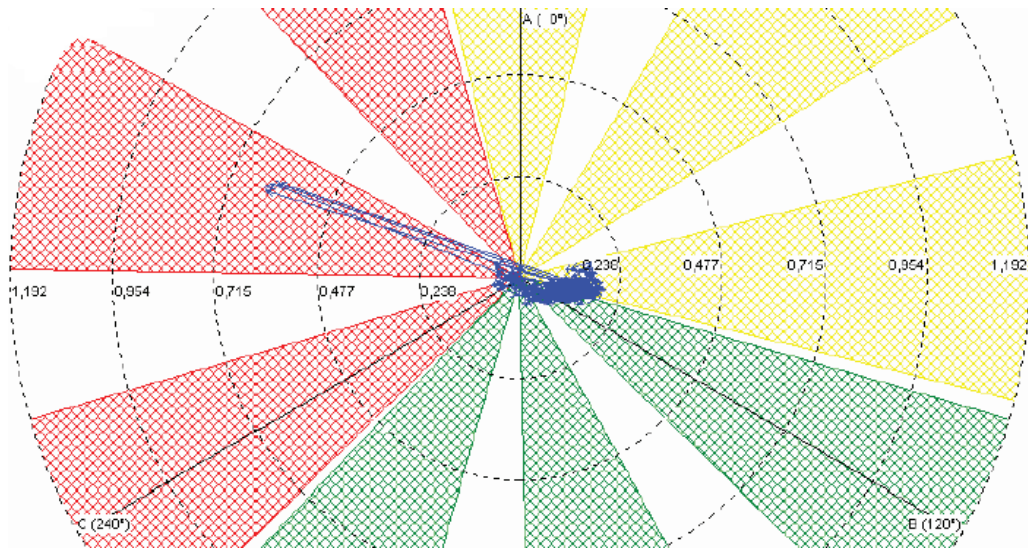


Рис. 3.37. Приклад векторної діаграми струмів небалансу

Ще один вид завад, який необхідно враховувати – це різниця потенціалів двох заземлених точок вимірювального кола. Вимірювальне коло необхідно заземлювати у двох місцях через дві причини. По-перше, необхідно заземлити корпус і металеві частини приладу й захисної шафи для забезпечення безпеки персоналу. Друга вимога пов'язана із захистом самого вводу на випадок, якщо будуть обірвані лінії зв'язку датчиків із вимірювальним приладом і захист самого приладу відмовить. Через імпеданс датчика протікає струм з «ПН» на землю, забезпечуючи прийнятну величину спадання напруги при вимірах і на випадок обриву вимірювальних кіл за якихось причин. Таким чином, друга точка заземлення схеми (з відносно високим опором) – точка заземлення датчика контролю струму. У випадку порушення лінії зв'язку захисні елементи повинні пропускати струм до 150 мА у тривалому режимі.

Установка й заземлення приладу поруч із баком трансформатора приведе до невеликої різниці потенціалів у точці приєднання датчиків і точці виміру, обумовленої протіканням невеликого струму через бак трансформатора. Єдиною проблемою може бути підключення приладу до групи однофазних трансформаторів. Група може мати різницю потенціалів між баками, що буде вносити постійну помилку в сумарний струм. Належне з'єднання з контуром заземлення підстанції і відсутність ушкоджень са-

мого заземлення підстанції приводить до різниці потенціалів між баками в межах усього декількох десятих вольтів.

У загальному випадку додатковими джерелами завад є різниці потенціалів між точками заземлення датчиків у районі «ПН» вводів і точкою заземлення самого приладу, як показано на рис. 3.38. Ці джерела позначені як V_{ab} , V_b , V_{cb} , оскільки прилад встановлений, наприклад, на баку трансформатора фази «В» (для групи з 3-х однофазних трансформаторів).

Напруга V_b досить мала, дві інші мають величини 100 – 200 мВ. Спроба з'єднати баки додатковим провідником з малим опором не приводить до помітних змін у напругах.

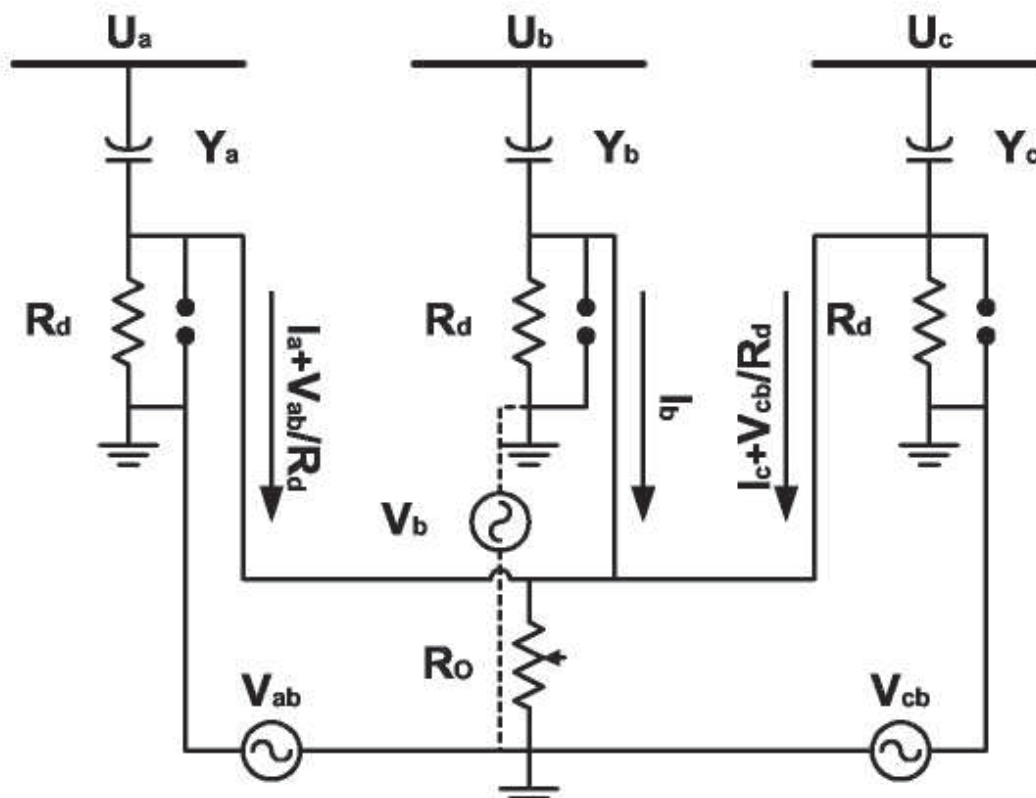


Рис. 3.38. До визначення впливу різниці потенціалів у точках заземлення вимірювальної схеми

Ці напруги створюють додатковий струм завад (рис. 3.38), що також буде вимірюватись приладом. Приймаючи напругу завад в 200 мВ і ємність вводу в 500 пФ, цей струм може бути оцінений на рівні 0,1 % від загального, що є цілком прийнятною величиною.

Ще одним з факторів, що впливають, на точність методу в цілому, є зміна напруги на шинах. Цей вплив особливо критичний, коли потрібно

одержати точність у межах 0,1 %. Зміна напруги на шинах (амплітуди або кута між фазами) створює небаланс струмів у вимірювальному приладі, який може бути інтерпретований як зміна параметрів ізоляції: амплітуда – як ємність, кут – як тангенс.

Коливання напруги на шинах спостерігаються практично завжди. З огляду на можливі зміни напруги, формула (3.4.39) може бути представлена у вигляді:

$$\frac{\Delta I}{I_0} \approx \sqrt{(\Delta \operatorname{tg} \delta + \Delta \varphi)^2 + \left(\frac{\Delta C}{C_0} + \frac{\Delta V}{V_0} \right)^2} \quad (3.4.42)$$

де $\Delta V/V_0$ – відносна зміна напруги на шинах, $\Delta \varphi$ (rad) – зміна фазового кута.

Зміни параметрів напруги у всіх фазах відповідно до виразів (3.4.39) і (3.4.42) повинні приводити до змін у сумарному векторі струму небалансу. Параметр « γ » (небаланс) буде реагувати тільки на асиметричні зміни напруги на шинах. Всі симетричні зміни будуть взаємно скомпенсовані, не впливаючи на струм небалансу. Отже, точність методу залежить від статистики асиметричної зміни напруги на шинах у кожному випадку й статистичної обробки отриманих даних.

Найпростішим рішенням могло б стати підключення додаткових опорних сигналів з вимірювальних трансформаторів або конденсаторів зв'язку, підключених до тієї ж самої системи шин, що й вимірювальний прилад, але в деяких випадках на підстанціях можуть бути відсутні трансформатори струму або напруги. У той же час із досвіду відомо, що асиметричні коливання напруги на системах шин носять короткочасний характер, не перевищуючи однієї доби. Візуалізація процесів, що відбуваються в цьому випадку, за допомогою відповідного програмного забезпечення дасть змогу впевнено відрізнити коливання напруги на системних шинах від процесів в ізоляції вводів. Крім того, одночасна реєстрація даних із двох або більше аналогічних об'єктів, з'єднаних з однією й тією ж системою шин, також дозволить підвищити точність методу.

Контрольні питання

1. У чому полягає методика вимірювань струмів небалансу?
2. Яким чином впливають на результати оцінки стану високовольтної

ізоляції електричні завади при застосуванні методу виміру струмів небалансу?

3. Які основні схеми виміру струмів небалансу ви знаєте? Дайте їм порівняльну характеристику.

4. Які критерії оцінки стану ізоляції за результатами виміру струмів небалансу існують?

5. Поясніть на прикладі трифазної системи високовольтних введів можливість контролю за струмом небалансу змін ємності та $\text{tg}\delta$ окремого вводу.

6. Яким чином за результатами виміру струмів небалансу локалізувати об'єкт з пошкодженням ізоляції?

7. Назвіть основні види завад, що впливають на похибки методу контролю ізоляції за виміром струмів небалансу.

3.7 Вимірювання ємності та тангенсу кута діелектричних втрат при підвищених напругах за допомогою еталонних трансформаторів напруги

Особливі можливості для діагностування стану високовольтної ізоляції відкриває «пряме» вимірювання ємності та тангенсу кута діелектричних втрат при робочих напругах з використанням еталонних трансформаторів напруги мобільних повірочних високовольтних лабораторій. Далі розглянемо цей метод стосовно діагностування кабельної лінії класу 110 кВ за публікацією кафедри техніки і електрофізики високих напруг НТУУ «Київський політехнічний інститут» [36].

Кабельні мережі класу 110 кВ все більш витісняють повітряні лінії, особливо в адміністративних центрах, великих підприємствах та інших об'єктах, при цьому різко зростають вимоги забезпечення надійності електропостачання відповідальних користувачів. В експлуатації кабельних мереж на даний час знаходяться кабелі з паперово-просоченою ізоляцією з відповідними муфтами. Вводяться також кабельні лінії з поліетиленовою ізоляцією, з муфтами, виготовленими на основі технології пластмас.

Забезпечення надійності таких ліній вимагає проведення періодичних випробувань їх ізоляції підвищеною напругою постійного струму, що пов'язано з можливістю ушкодження ізоляції випробувальними напругами. Випробування при «інфранизьких частотах» також є різновидом

руйнуючих випробувань ізоляції кабелів. У зв'язку із цим особливо актуальними є вимірювання характеристик ізоляції кабелів при робочій змінній напрузі, які можуть бути віднесені до категорії неруйнуючих випробувань.

Серед них особливо виділяються методи вимірювання характеристик часткових розрядів, однак їх застосування для протяжних ліній є неефективним внаслідок загасання високочастотних сигналів по довжині кабелю.

Альтернативним і, фактично, основним для діагностики кабельних мереж в експлуатації є метод вимірювання $\text{tg}\delta$ ізоляції. На даний час вимірювання $\text{tg}\delta$ проводяться по прямій та оберненій схемах до напруги 10 кВ за допомогою мостів Р5026, «Вектор» або СА7100. Значне підвищення інформативності даного методу могло б забезпечити підвищення напруги вимірювання $\text{tg}\delta$ до номінального рівня: $\frac{110}{\sqrt{3}}$ кВ = 63,5 кВ. Для цього використовують окремі зразки так званих взірцевих (як правило, газонаповнених) конденсаторів. Однак вони ще недостатньо досліджені по стабільності характеристик.

У зв'язку з цим, альтернативну можливість для діагностування кабелів класу 110 кВ по ємності та $\text{tg}\delta$ ізоляції при робочій напрузі дає використання нещодавно розроблених в НТУУ «Київський політехнічний інститут» мобільних еталонних трансформаторів напруги ЕТН-110 класу точності 0,1 (0,05) разом з зазначеними вище мостами. Такі трансформатори мають досвід експлуатації в складі мобільних повірочних лабораторій класу 110 кВ (МПЛ-110) [37], пройшли державну метрологічну атестацію. Габаритні розміри трансформатора ЕТН-110 становлять 275×465×1060 мм, маса – 100 кг.

На рис. 3.39 показана схема з'єднання високовольного моста (на прикладі Р-5026) з еталонним трансформатором напруги ЕТН-110, що дозволяє значно підвищити напругу вимірювання ємності, тангенса кута діелектричних втрат ізоляції, безпосередньо, до її робочих напруг ($110/\sqrt{3}$ кВ і більше).

На рис. 3.39 наведена схема з'єднання моста Р-5026 разом з еталонним трансформатором напруги ЕТН-110, де W_1 – обмотка первинної напруги та W_2 – вторинної напруги трансформатора.

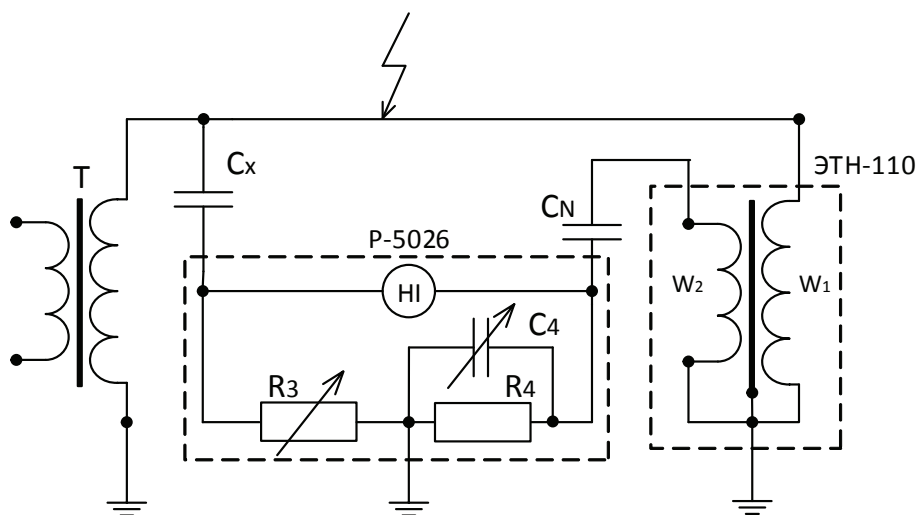


Рис. 3.39. Схема з'єднання високовольтного моста P-5026 з еталонним трансформатором напруги ЕТН-110, що дозволяє підвищити напругу вимірювання ємності, $\text{tg}\delta$ високовольтної ізоляції до $110/\sqrt{3}$ кВ

Проведений аналіз похибок вимірювання параметрів кабельних мереж за допомогою пропонованого методу показав, що з урахуванням поправок на похибку трансформатора ЕТН-110 сумарна похибка вимірювання ємності кабелю становитиме $\pm 0,1\%$, а $\text{tg}\delta$, відповідно, $\pm 0,001$ відносних одиниць. Даний рівень похибок є цілком достатнім для ефективної діагностики стану ізоляції кабельних мереж в експлуатації. Як методи діагностування стану можуть бути застосовані: аналіз зміни $\text{tg}\delta$ залежно від значення напруги вимірювання; зіставлення змін ємності, тангенса кута діелектричних втрат при зміні часу експлуатації та інші. В якості еталонного конденсатора C_N в схемі рис. 3.40 застосовуються еталонні низьковольтні міри ємності (можливе також застосування взірцевих магазинів ємності класу точності 0,05).

Для живлення схем вимірювання $\text{tg}\delta$ кабельних мереж 110 кВ номінальною напругою можуть бути використані підвищувальні трансформатори напруги ПТН-110, розроблені також в складі повірочних лабораторій МПЛ-110 [37]. Такі трансформатори характеризуються первинною напругою 220 В, вторинною напругою – 63,5 кВ (є можливість підвищення вторинної напруги до $63,5 \text{ кВ} \times 1,2 = 76,2 \text{ кВ}$), потужністю 25 кВА. Габаритні розміри трансформатора ПТН-110 становлять $295 \times 470 \times 1080$ мм, маса – 110 кг.

Проаналізуємо енергетичні характеристики устаткування, необхідного для живлення кабелів класу 110 кВ номінальною напругою. Як

типове погонне значення ємності кабелю може бути прийнята величина 0,1 мкФ/км. Значення типової довжини кабелю приймемо для варіантів таблиці 3.7.

·Варіант 1 – кабельна вставка довжиною $L_1=0,1$ км.

·Варіант 2 – кабельна лінія підприємства $L_2=1$ км.

·Варіант 3 – кабельна лінія міської мережі $L_3=7$ км.

Відповідно ємність фази кабелю складе $C_\phi=0,01$ мкФ; 0,1 мкФ; 0,7 мкФ. При цьому ємнісний опір фази становитиме ($X_C = 1/\omega C$, де ω – кутова частота змінного струму, рівна 314,16 радіан за секунду): 318309; 31831; 4547,3 Ом.

Необхідна реактивна потужність для живлення кабелю номінальною напругою $U_{\text{фн}} = 63,5$ кВ становитиме $Q = U_{\text{фн}}^2/X_C$, відповідно, 12,7; 127; 886,5 кВА.

Для першого варіанта потужність підвищувального трансформатора ПТН-110 буде достатньою. Для другого і третього варіантів необхідно введення компенсуючих індуктивних високовольтних реакторів зі значенням індуктивності $L = X_C/\omega = 101,3$ Гн (другий варіант) і 14,5 Гн (третій варіант)¹¹.

Опрацювання індуктивного реактора для другого варіанта показало, що він може бути виготовлений у вигляді циліндричної котушки (без магнітного осердя) і реалізований у вигляді заповненої трансформаторним маслом конструкції в бакелітовому корпусі діаметром 0,5 м і висотою 0,8 м з масою близько 150 кг. Дане рішення для реактора може бути використане як типове. При цьому розрахунок характеристик реактора для третього варіанта показує, що він може бути реалізований у вигляді двох паралельно включених типових реакторів.

Необхідну активну потужність P для живлення кабелів номінальною напругою 63,5 кВ визначимо виходячи з розрахунку суми тангенсів кутів втрат кабельних мереж і реакторів, що оцінково становить $\text{tg}\delta_\Sigma = 0,05$, при цьому $P = \text{tg}\delta_\Sigma \cdot Q$. Виходячи з отриманих значень P (див. таблицю 3.8) видно, що для другого варіанта із застосуванням компенсуючого реактора, для живлення схеми досить буде одного трансформатора типу ПТН-110,

¹¹ Можливе підключення компенсуючих реакторів на первинній стороні підвищувального трансформатора, проте це практично не змінює загальні масо-габаритні показники устаткування, та, крім того, призводить до спотворення форми кривої високої напруги, що протирічить вимогам ГОСТ 1516.2.

у той час як для третього варіанта таких трансформаторів необхідно два (при їх паралельному включенні).

Тоді кількість одиниць комплектного високовольтного устаткування класу 110 кВ для живлення схем вимірювання $\text{tg}\delta$ кабелів становитиме:

- для варіанта 1 \rightarrow 2 одиниці (ЭТН-110 + ПТН-110);
- для варіанта 2 \rightarrow 3 одиниці (ЭТН-110; ПТН-110; 1 реактор);
- для варіанта 3 \rightarrow 5 одиниць (так само + додатковий ПТН-110 і реактор).

У таблиці також наведено значення сумарної маси комплектного високовольтного устаткування, необхідного для створення мобільної лабораторії вимірювання ємності та $\text{tg}\delta$ кабельних мереж 110 кВ.

Таблиця 3.8

Характеристики високовольтного устаткування, необхідного для живлення кабелів класу 110 кВ та вимірювання їх параметрів (С, $\text{tg}\delta$) при номінальній напрузі

Позначення	Довжина кабелю відповідно варіантам		
	$L_1=0,1$ км	$L_2=1$ км	$L_3=7$ км
Ємність фази кабелю, мкФ	0,01	0,1	0,7
Ємнісний опір фази кабелю, Ом	318309	31831	4547,3
Необхідна реактивна потужність для живлення кабелю номінальною напругою, кВА	12,7	126,7	886,5
Індуктивність компенсуючих реакторів, Гн	–	101,3	14,5
Необхідність кількість типових реакторів, одиниць	–	1	2
Необхідна активна потужність для живлення кабелю, кВт	0,32	6,4	44,3
Необхідна кількість комплектного устаткування класу 110 кВ, одиниць	2	3	5
Маса комплектного устаткування класу 110 кВ, кг	210	360	620

Конструкцію малогабаритного вводу класу 110 кВ вже відпрацьовано в мобільній повірочній лабораторії МПЛ-110 і його маса становить близько 25 кг.

Отже, лабораторія для діагностики ізоляції кабельних мереж класу 110 кВ при номінальній напрузі на основі нового вітчизняного устаткування може бути створена на основі автомобіля вантажопід'ємністю 800–900 кг.

Контрольні питання

1. Чому вимірювання ємності, $\operatorname{tg}\delta$ при робочій напрузі надає особливі можливості для діагностування стану високовольтної ізоляції?

2. Яка допустима похибка вимірювання ємності для того, щоб на основі нього проводити діагностування стану ізоляції?

3. Яка допустима похибка вимірювання $\operatorname{tg}\delta$ для того, щоб на основі нього проводити діагностування стану ізоляції?

4. Чому ефективність використання методу часткових розрядів знижується при значній довжині кабелю?

5. Яке номінальне значення еталонної ємності C_N прийняте для моста Р-5026?

6. Яка будова еталонного конденсатора Р-5023 для моста Р-5026?

7. Яке необхідне номінальне значення ємності C_N при використанні в схемі рис. 3. 41 еталонного трансформатора напруги з характеристиками $U_{1н} = 110/\sqrt{3}$ кВ, $U_{2н} = 100/\sqrt{3}$ В?

8. Яке необхідне номінальне значення ємності C_N при використанні в схемі рис. 3. 41 еталонного трансформатора напруги з характеристиками $U_{1н} = 100/\sqrt{3}$ кВ, $U_{2н} = 100$ В?

ФІЗИКО-ХІМІЧНИЙ АНАЛІЗ ТРАНСФОРМАТОРНОГО МАСЛА, ЯК МЕТОД ВИЗНАЧЕННЯ ТЕХНІЧНОГО СТАНУ МАСЛОНАПОВНЕНОГО ЕЛЕКТРОУСТАТКУВАННЯ

4.1. Методичні основи застосування фізико-хімічного аналізу трансформаторного масла для діагностики електроустаткування

Враховуючи основні функції, які виконує трансформаторне масло в електроустаткуванні, воно повинно відповідати цілому ряду вимог, які в узагальненому вигляді можливо сформулювати так:

- масло повинно мати високі електроізоляційні властивості, оскільки виконує функції одного із діелектриків даного устаткування;
- масло повинно мати відносно високі теплоємність і теплопровідність та низьку в'язкість, оскільки призначене для забезпечення охолодження даного устаткування;
- масло повинно зберігати свої властивості практично незмінними на протязі достатньо тривалого часу, оскільки передбачається його експлуатація без частих замін в устаткуванні.

Стосовно основних відомостей про трансформаторні масла слід зазначити, що названі масла є продуктом очищення (рафінування) дистилатів, які отримують в результаті перегонки нафти. Ці дистилати вміщують фракції, що википають при атмосферному тиску в діапазоні температур від 300 до 400 °С. Природа хімічних сполук цих фракцій багато в чому визначається походженням нафти.

Якість і функціональні властивості трансформаторних масел залежать від складу їх компонентів, процес очищення дистилатів є спрямованим регулюванням цього складу.

До складу трансформаторних масел входять вуглеводневі компонен-

ти (парафінові, нафтові, ароматичні вуглеводні) та обмежені за вмістом неуглеводневих компоненти. Цей склад залежно від процентного вмісту компонентів визначає всі споживчі властивості вказаних масел.

Існують декілька основних способів очищення дистилляту нафтових трансформаторних масел. До них слід віднести кислотно-лужне очищення, селективне очищення, гідроочищення, адсорбційне очищення.

Для отримання високоякісних трансформаторних масел застосовують, як правило, декілька способів очищення, які доповнюють один одного.

Кислотно-лужне очищення зводиться до обробки дистилляту сірчаною кислотою концентрацією від 93% до 98%. При цьому з дистилляту осаджуються і видаляються у вигляді так званого “кислого гудрону” асфальто-смолисті та азотисті сполуки, ненасичені вуглеводні, поліциклічні ароматичні вуглеводні, нафтові кислоти. Подальша обробка лугом призводить до нейтралізації залишків сірчаної кислоти, нафтових кислот, фенолів, сульфокислот і ефірів сірчаної кислоти. Після закінчення нейтралізації масло нагрівають, промивають водою до нейтральної реакції та підсушують продувкою повітря за температур від 70 до 95 °С. На підприємствах Міненерговугілля України вже протягом тривалого часу експлуатуються такі марки трансформаторних масел кислотно-лужного очищення: ТКп (ТУ 38.101.890), ТКп (ТУ 38.401.58.49), Т-750 (ГОСТ 982), Т-1500 (ГОСТ 982), МВ (ТУ 38.101.857).

Селективне очищення – це вибіркове вилучення розчинником із дистилляту небажаних компонентів. Із великої кількості розчинників, запропонованих для очищення нафтопродуктів, у виробництві трансформаторних масел знайшли застосування фенол та фурфурол. Для отримання масла із сірчистих нафт використовується в основному фенол. Відоме і вже тривалий час використовується трансформаторне масло ТСП (ГОСТ 10121), вироблене з використанням процесу селективного очищення.

Гідроочищення (обробка воднем при високій температурі в присутності каталізатора), на відміну від інших способів очистки, дає можливість виконати хімічні перебудови вуглеводнів та сірчистих сполук, які складають трансформаторний дистиллят. Сірчисті сполуки при цьому перетворюються на молекули вуглеводнів з утворенням сірководню, а частина ароматичних вуглеводнів, реагуючи з воднем в присутності каталізатора, насичує подвійні зв'язки і перетворюється на нафтові

вуглеводні. Гідроочищення в залежності від параметрів процесу, а саме температури, тиску водню, виду каталізатора може бути проведено до різної глибини видалення сірчистих з'єднань та перебудови ароматичних вуглеводнів. Найбільш глибоким різновидом гідроочищення є гідрокрекінг. На енергопідприємствах України є великий досвід застосування масла марки ГК (ТУ 38.101.1025), що виробляється з використанням саме гідрокрекінгу для очищення дистиляту.

Адсорбційне очищення інколи застосовується як основний процес очищення трансформаторних дистилятів, але частіше, як заключна операція з доочищення масел, що отримують іншими методами. В процесі адсорбційного очищення використовують синтетичні та природні адсорбенти (активний оксид алюмінію, силікагель, «відбілюючі» глини та ін.). Адсорбційне очищення дистиляту, наприклад, використовувалось під час виробництва масла марки ТАп (ТУ 38.101.281).

Для підсилення або надання необхідних властивостей в базові (отримані після очищення дистилятів) трансформаторні масла додають присадки. Найважливішими з них є:

– **антиокислювальні присадки (інгібітори)**, які підвищують протіокислювальну стабільність масла. В якості такої присадки в основному використовують 4-метил-2,6-дітретичний бутилфенол, що має назву агідол-1 (синоніми: іонол; керобіт; 2,6-дітретичний бутил-4-метилфенол 2,6-дітрет-бутилпаракре-зол, ДБПК, ДБК, топанол-0).

– **депресорні присадки (депресанти)**, які знижують температуру застигання масел, що містять підвищений процент парафінів.

Існують і інші присадки, які підвищують газостійкість, збільшують розчинність газів, пасивують вплив металів та ін.

З огляду на це, трансформаторні масла слід поділяти на масла без присадок і масла з присадками (окремий випадок – неінгібіровані та інгібіровані масла).

Рішення про можливість застосування конкретної марки масла в тому чи іншому виді устаткування, того чи іншого класу напруги приймається з урахуванням багатьох вимог та факторів, що визначаються умовами роботи масла в устаткуванні та індивідуальними характеристиками окремих марок масел.

Фактори впливу, що спричиняють зміну показників якості масла за час його роботи в устаткуванні, залежать від особливостей устаткування

(виду, типу, класу напруги, тощо), а здатність “протистояти” відповідним впливам – від вуглеводневого складу масла та вмісту в ньому інших сполук. Останнє пов’язано з походженням нафти та технологією отримання даного окремого масла, що позначаються на його властивостях. Найбільш інформативним показником у визначенні здатності масла протистояти негативним впливам є стабільність проти окислення, показник при визначенні якого моделюються негативні фактори впливу, що зазнає масло в устаткуванні, а саме: висока температура, окислювальна дія кисню, каталітична дія міді на процес старіння.

Склад масла та його властивості в кінцевому вигляді відображуються характеристиками (параметрами, показниками) в стандартах чи інших нормативних документах на марку масла або групу марок масел, які, в свою чергу, за результатами спеціальних досліджень визначаються придатними або непридатними для використання в тому чи іншому устаткуванні. Окремий приклад: масла селективного за ГОСТ 10121 (ТСП) та кислотно-лужного за ТУ 38.401.58.49 (ТКП) очищення можуть застосовуватися тільки в устаткуванні напругою до 150 кВ включно, натомість масло кислотно-лужного очищення за ТУ 38.101.890 (ТКП) - до 500 кВ включно, а за ГОСТ 982 (Т-750, Т-1500) – до 750 кВ включно.

З точки зору можливості та доцільності застосування для конкретного типу устаткування необхідно розрізняти масла, що застосовуються:

- у силових трансформаторах та реакторах, де важливою вимогою, що пред’являється до масла, є висока протиокислювальна стабільність, причому чим вище клас напруги та потужність устаткування, тим вищими повинні бути ці вимоги;

- у високовольтних вводах, вимірювальних трансформаторах струму та напруги, де, з огляду на малі об’єми масла, більш відчутним є вплив локальних несприятливих факторів (зокрема, підвищеної напруженості електричного поля) на погіршення стану цього масла. В таких випадках, крім високих вимог до термоокислювальної стабільності, підвищуються також вимоги щодо стійкості масла до впливу електричного поля. Необхідно враховувати також, що у герметичному малооб’ємному маслonaповненому устаткуванні (високовольтні вводи, вимірювальні трансформатори) доцільно використовувати масла з газопоглинаючими, а не газогенеруючими властивостями;

- у вимикачах, де однією з найважливіших властивостей є низька в’язкість масел при температурах, нижчих за 0 °С.

В процесі експлуатації трансформаторні масла змінюють свої хімічні та електрофізичні властивості під впливом різних факторів: температури, електричного поля, молекулярного кисню, взаємодії з конструкційними матеріалами електроустаткування (особливо у випадках використання в конструкціях неякісних ізоляційних матеріалів, наприклад лаків, нестійких до впливу масла).

У результаті відбувається потемніння масла, утворюються низько- та високомолекулярні продукти окислення, зростають діелектричні втрати; на певній стадії окислення можливе утворення осаду та випадіння шламу. Сукупність цих змін має назву “старіння”, а контроль за ними виконується на підставі фізико-хімічних аналізів проб масла.

Домішки, що викликані як старінням масла, так і його забрудненням домішками, які потрапили ззовні через порушення герметичності устаткування або утворились внаслідок руйнування його внутрішніх конструктивних елементів (вода, полярні речовини, тверді частки, нерозчинні в маслі продукти термоокислювального старіння, метали та їх оксиди, волокна різного походження і т. ін.), знижують експлуатаційні характеристики масла, прискорюють старіння целюлозної ізоляції, а отже – впливають на надійність роботи.

Трансформаторне масло може використовуватись як інформаційне середовище для передавання відомостей про фізико-хімічні зміни матеріалів, вузлів і деталей, що знаходяться всередині маслонаповненого устаткування. Більшість таких змін супроводжується утворенням продуктів старіння або руйнування, які, в свою чергу, можуть бути виявлені в пробах масла із даного устаткування. Тому результати аналізів таких проб дають змогу відслідковувати не тільки старіння самого масла, але і виявляти проблеми устаткування, в якому це масло знаходиться в обігу.

Перевагою контролю за технічним станом устаткування, побудованому на різного роду аналізах і вимірюваннях проб масла, є відносна простота доступу до вказаного середовища інформації з боку персоналу, який займається таким контролем. У більшості випадків відбір проб масла не вимагає вимкнення електроустаткування від напруги та у будь-якому випадку не вимагає розшинювання такого устаткування.

Підтримання необхідної якості трансформаторного масла в експлуатації та своєчасне реагування на відхилення від належного стану електроустаткування забезпечується своєчасним контролем за показни-

ками, що відображують властивості цього масла і підлягають визначенню у встановленому обсязі та з відповідною періодичністю для кожної групи названого устаткування.

4.2. Використання показників якості трансформаторного масла для визначення технічного стану електроустаткування

Всього нараховується близько 55 показників (параметрів), які використовуються для оцінки якості та властивостей ізоляційних масел. У нормативних документах, що регламентують якість і номенклатуру показників цієї якості для свіжих та експлуатаційних масел, використовуються тільки деякі з них, що відображають найбільш важливі споживчі властивості.

Поділяють всі властивості ізоляційних (у т.ч. трансформаторних) масел на три основні групи: фізичні, хімічні та електроізоляційні.

Найбільш відомими та найчастіше застосованими показниками є такі:

а) показники, що характеризують або пов'язані з *фізичними властивостями* трансформаторних масел:

- 1) зовнішній вигляд та колір;
- 2) густина;
- 3) в'язкість;
- 4) температура спалаху в закритому тиглі;

б) показники, що характеризують або пов'язані з *хімічними властивостями* трансформаторних масел:

- 1) кислотне число (число нейтралізації);
- 2) вміст водорозчинних кислот;
- 3) вологовміст;
- 4) стабільність проти окислення;
- 5) вміст антиокислювальної присадки;

в) показники, що характеризують або пов'язані з *електроізоляційними властивостями* трансформаторних масел:

- 1) пробивна напруга;
- 2) тангенс кута діелектричних втрат.

Для трансформаторних масел, які заливаються до електроустатку-

вання і знаходяться в експлуатації, додатково використовують ще декілька показників. Вони відображують якість технологічної обробки цього масла та зміни його якості в процесі експлуатації, що пов'язані із старінням, а також дозволяють виявити ряд дефектів вказаного устаткування. До таких показників слід віднести:

- загальний газовміст¹² ;
- забруднення механічними домішками¹³ ;
- хроматографічний аналіз розчинених в маслі газів (ХАРГ)¹²;
- розчинний (потенційний) та нерозчинний в маслі осад (шлам);

Кожний показник відображує певні експлуатаційні властивості масла, зміну цих властивостей, а також проблеми, які виникають в устаткуванні, де знаходиться (експлуатується) це масло.

Зовнішній вигляд та колір не є вирішальними показниками для відбракування масла, але дають швидку та корисну інформацію щодо необхідності проведення певних випробувань масла.

Зовнішній вигляд може вказувати на наявність в маслі вільної води, механічних забруднень або волокон целюлози. Визначення наявності вказаного виконується візуально – оглядом проби масла при проходженні через неї світла. Огляд виконується після перемішування масла, якого можна досягти, наприклад, перевернувши декілька разів посудину з пробой масла догори дном і навпаки. Зовнішній огляд завжди слід проводити перед початком визначення інших показників якості масла, а його виконання потребує аби проба знаходилась у прозорій посудині. Найкраще цій вимозі відповідає застосування скляного посуду для відбору проб масла.

Забруднення механічними домішками трансформаторного масла відбувається у процесі експлуатації електротехнічного устаткування,

12 Показники не мають безпосереднього відношення до визначення якості масла, а застосовуються для контролю за обробкою масла до заливання його в устаткування та для контролю за технічним станом цього устаткування в процесі його експлуатації.

13 Показник не в повній мірі можна віднести до тих, за якими визначають якість масла. До заливання він свідчить про якість обробки масла, а під час експлуатації – про наявність дефектів устаткування, що призводять до забруднення масла (руйнування матеріалів внутрішніх вузлів, порушення герметичності із потраплянням всередину устаткування «бруд»).

коли в маслі утворюються і накопичуються різні продукти старіння масла та твердої ізоляції.

Вода, шлам, вугілля, волокна твердої ізоляції, частки адсорбентів та ін., все що знаходиться в маслі в дисперсному стані, є не тільки продуктами старіння, але й прискорювачами самого процесу старіння. Крім названого, вони також є однією з головних причин зниження пробивної напруги ізоляції.

Потемніння масла може вказати на певну ступінь його старіння.

Густина – це відношення маси масла до його об'єму. Зазвичай густину визначають за температури 20 °С.

Густина для трансформаторних масел різних марок змінюється у досить вузьких межах (від 0,850 до 0,895 кг/дм³), а верхня границя їх густини обмежується значенням 0,895 кг/дм³ для уникнення спливання льоду в маслі при низьких температурах (густина льоду при 0 °С становить 0,920 кг/дм³).

Для оцінювання **в'язкості** трансформаторних масел використовується показник кінематичної в'язкості, який вказується чи визначається у мм²/с або сантистоксах (сСт). Чим менше в'язкість, тим краще конвекційне відведення тепла. В'язкість є однією з класифікаційних ознак типу масла. В'язкість майже не змінюється від забруднень та у наслідок старіння масла.

Температура спалаху масла – це температура, за якої пара масла, що нагрівається у стандартних умовах (у закритому тиглі), утворює суміш з оточуючим повітрям, що спалахує з легким вибухом, коли піднести до неї полум'я. Температура спалаху також є класифікаційною ознакою типу масла.

У процесі окислення масел утворюється певна кількість летких продуктів, які розчинюючись у маслі, зменшують температуру спалаху. Якщо за короткий проміжок часу сталося різке зниження температури спалаху масла якоїсь одиниці електроустаткування, то це може свідчити про наявність процесів розкладу даного масла під впливом місцевого перегрівання або під дією розрядів.

Кислотне число є основним показником, який характеризує ступінь старіння масла. Він визначається, як кількість міліграмів їдкового калію, що необхідна для нейтралізації 1 г масла, та показує, яка кількість вільних органічних кислот і інших кислих сполук міститься в маслі. Кислі сполу-

ки, що утворюються у результаті окислення масел, адсорбуються целюлозною ізоляцією і сприяють її руйнуванню, ускладнюють теплообмін. Контроль за цим показником є дуже важливим для підвищення надійності та строку служби устаткування.

Вміст водорозчинних кислот характеризує глибину старіння масла. В процесі експлуатації в трансформаторних маслах утворюються як високомолекулярні кислоти, які впливають на кислотне число, так і низькомолекулярні (водорозчинні) кислоти. Показник визначається для так званої водяної витяжки – водного розчину кислот, який утворився в результаті змішування у певних пропорціях проби масла та води. Кількісне значення встановлюється, як кількість міліграмів їдкого калію, що необхідна для нейтралізації кислот водяної витяжки з 1 г масла. Показник малочутливий на початкових стадіях окислення масла.

Вологовміст – це відношення маси води до маси масла.

Вода в маслі може бути присутня в розчиненому та емульсійному стані. Вода знижує електроізоляційні характеристики масла, прискорює старіння целюлозної ізоляції та самого масла, знижує питомий опір і підвищує тангенс кута діелектричних втрат.

Нерозчинена емульсійна вода має найбільший негативний вплив на електричну міцність масла (різко знижує пробивну напругу масла). Наявність вільної емульсійної води може бути виявлена у вигляді окремих крапель або замутнення при візуальному контролі.

Стабільність проти окислення – це сукупність показників, визначення яких є основним засобом оцінки експлуатаційних властивостей масла.

Усі методи оцінювання стабільності масел проти окислення базуються на принципі форсування у штучних умовах окислення масла під впливом ряду факторів, що мають місце у реальних трансформаторах (температура, електричне поле, матеріали трансформатора та ін.), з наступним визначенням ряду показників, значення яких повинні відповідати певним вимогам.

Вміст антиокислювальної присадки визначається для оцінки експлуатаційних властивостей масла. У процесі окислювального старіння масла знижується концентрація антиокислювальної присадки (іонолу або присадки іншого типу), що є одним із засобів оцінки швидкості старіння масла.

Пробивна напруга ($U_{пр}$) трансформаторного масла на частоті 50 Гц характеризує здатність цього рідкого діелектрика витримувати певну напруженість електричного поля. Пробивна напруга безпосередньо залежить від температури масла, яке випробовується, вмісту в маслі води та механічних домішок.

Тангенс кута діелектричних втрат ($\text{tg}\delta$) є показником якості масла, який дуже чутливий до наявності в ньому різних забруднень (дрібнодисперсних утворень, розчинних металоорганічних сполук, різних продуктів старіння масла та твердої ізоляції тощо). У процесі старіння масла $\text{tg}\delta$ зростає, причому швидкість зростання цього показника прямо пов'язана з накопиченням продуктів старіння, які вміщують карбоксильні групи ($--\text{COOH}$). Використовуючи цей показник, можна виявити зміну властивостей масла навіть при дуже малому ступені забруднення, а за характером температурної залежності $\text{tg}\delta$ – визначити тип забруднення.

Додаткову інформацію можна отримати під час аналізу результатів вимірювання $\text{tg}\delta$, визначивши відношення значення $\text{tg}\delta$, виміряного за температури 90°C до значення $\text{tg}\delta$, виміряного за температури 20°C . Якщо таке співвідношення, виміряне на підйомі температури, перевищує 10, то це буде вказувати на достатньо швидке накопичення продуктів старіння масла або появу домішки, що утворилась в результаті розчинення або старіння якого-небудь полімерного матеріалу конструкції.

Розчинний (потенційний) та нерозчинний в маслі осад (шлам) є показником старіння масла.

Процес окислення масла може призвести до появи багатоатомних сполук з різними функціональними групами, які в результаті реакцій конденсації або полімеризації утворюють продукти ущільнення: осад розчинний та нерозчинний в маслі.

Розчинний або потенційний осад – це колоїдний розчин в маслі певної концентрації асоційованих та (або) ущільнених продуктів старіння цього масла. Перевищення такої концентрації або зниження розчинюючої здатності масла призведе до випадіння вказаних продуктів у осад. Останнє із названих використовується в тесті на наявність в маслі потенційного осаду, коли пробу масла, яке зістарілося, розбавляють рідинами з низькими розчинюючими властивостями. Такими є вуглеводневі рідини, що не містять ароматичних вуглеводнів, зокрема, н-гептан або деароматизований бензин.

Нерозчинний осад (шлам) – продукт більш глибокого ущільнення, в маслі не розчинюється.

Потенційний та нерозчинний осад характеризується високим кислотним числом і є найбільш агресивною частиною масла по відношенню до паперу та картону.

! ДЕКІЛЬКА ЗАУВАЖЕНЬ СТОСОВНО ВІДБОРІВ ПРОБ ДЛЯ ПРОВЕДЕННЯ ФІЗИКО-ХІМІЧНИХ АНАЛІЗІВ МАСЛА:

А) Достовірність контролю устаткування на підставі аналізів проб масла великою мірою залежить від неухильного дотримання певних правил відбору цих проб!

Б) Персонал, що виконує відбір проб, повинен забезпечити тотожність масла в пробі та масла в устаткуванні, з якого проводиться відбір. Недбалий відбір або забруднення пробовідбірного посуду веде до помилкового висновку щодо якості масла і до невиправданої втрати часу, працевитрат і витрат на транспортування та контроль проб.

В) Для відбору проб треба використовувати тільки спеціально підготовлений сухий та чистий посуд – скляні пляшки із темного (бажано із жовтого) скла або безшовні металеві банки.

4.3 Особливості визначення показників, що характеризують діелектричні властивості трансформаторних масел

Як вже вказувалось раніше, до показників, що характеризують діелектричні властивості трансформаторних масел, відносяться його пробивна напруга і тангенс кута діелектричних втрат.

4.3.1 Пробивна напруга трансформаторних масел

Пробивна напруга є одним з основних показників, що характеризують ізоляційні властивості трансформаторних масел, і визначається на частоті 50 Гц. На відміну від інших показників, пробивна напруга застосовується як показник якості вказаного масла для всіх видів електроустаткування, де воно виконує функції діелектрика.

Цей показник якості масла, досить чутливий до присутності в маслі домішок. Наявність домішок у вільному стані (емульсована волога, пухирці газу, механічні домішки, шлами – конденсовані продукти старіння масла) призводять до відчутного зниження значень пробивної напруги. Натомість, у випадку знаходження домішок у розчиненому

стані (молекулярний розчин вологи, газів, продуктів старіння масла), їх наявність практично не впливає на пробивну напругу масла.

Зміна атмосферного тиску, форми і матеріалу електродів, а також відстані між електродами впливають на пробивну напругу. Тому ГОСТ 6581 регламентує визначення цього показника і обумовлює вимоги до умов середовища для проведення вимірів, а також до пристосувань та приладів, якими вони виконуються:

- температура проби масла не повинна відрізнятися від температури приміщення, де проводяться аналізи, і повинна бути в межах 15 – 35 °С;
- пробивання масла повинно виконуватись між напівсферичними електродами, розміри яких визначені вказаним ГОСТ, при відстані між електродами – $2,5 \pm 0,05$ мм;
- апаратура повинна забезпечувати контрольоване плавне піднімання напруги на вказаних вище електродах до рівня не менше 80 – 90 кВ (рівень, що досягається при сучасній технології обробки масла), а швидкість піднімання при цьому повинна бути $2 \text{ кВ/с} \pm 20 \%$.

Для отримання значень пробивної напруги масла застосовуються спеціальні випробувальні установки (апарати), серед яких найбільш поширеними є «АИМ – 80», «АИМ-90», «УИМ-90» (цифри у назві означають найбільший рівень напруги, що може бути прикладена до масла у проміжку між електродами). Ці установки задовольняють вимогам ГОСТ стосовно параметрів електричного поля (електроди, проміжок) та параметрів напруги, яка прикладається до проби масла у міжелектродному проміжку, а також дозволяють фіксувати значення напруги, за якої виникає пробивання (електричний пробій) масла у вказаному проміжку. Конструктивно кожна із них являє собою моноблок, що містить основні елементи: відсік з високовольтним трансформатором; регулятор напруги (варіатор) із моторним приводом переміщення ковзного контакту; посудина з електродами для розміщення проби масла, яка підлягає випробуванню; схеми комутацій, сигналізації, захисту та вимірювань.

На фото 4.1 представлено зовнішній вигляд посудини з електродами, а на фото 4.2 – апарата «АИМ-90». На лицьовій панелі цього апарата розташовано:

- вимірювальний прилад (стрілочний міліамперметр);
- лампочки світлової сигналізації (зелена – вмикання мережі, жовта – готовність схеми апарата до вмикання високої напруги, червона – увімкнено високу напругу);

- вимикач мережі, який у більш ранніх моделях був об'єднаний зі спеціальним ключем, що унеможлиблював довільне вмикання апарата (~);
- кнопка вмикання високої напруги (↗);
- вимикач для зупинки електродвигуна (—);
- кнопка вмикання електродвигуна для примусового повернення ковзного контакту регулятора напруги в нульове положення після пробою діелектрика (0←);
- вимикач автоматичного повернення ковзного контакту регулятора напруги в нульове положення після пробою діелектрика (0↶).

Після проведення випробувань значення пробивної напруги ($U_{\text{пр}}$) розраховують як середнє арифметичне напруг усіх пробіів ($U_{\text{пр},i}$), що були отримані для проби цього масла за допомогою вказаних вище випробувальних установок:

$$\bar{U}_{\text{пр}} = \frac{1}{n} \sum_{i=1}^n U_{\text{пр},i}$$

де $U_{\text{пр},i}$ – значення, отримані при послідовних пробіях, кВ; n – кількість пробіів.

Крім вказаного, для цієї ж проби розрахунку підлягає також параметр, який характеризує розкид окремих значень $U_{\text{пр},i}$ відносно середнього значення $\bar{U}_{\text{пр}}$. Цей параметр має назву коефіцієнт варіації і розраховується за формулою:

$$V = \frac{\sigma_U 100\%}{\bar{U}_{\text{пр}}},$$

де σ_U – середнє квадратичне відхилення, яке, в свою чергу, розраховується за формулою:

$$\sigma_U = \sqrt{\frac{\sum_{i=1}^n (U_{\text{пр},i} - \bar{U}_{\text{пр}})^2}{n-1}}.$$

Всього для однієї проби трансформаторного масла повинно бути проведено не менш шести пробіів.

Отримане значення пробивної напруги (середнє арифметичне) не повинно бути меншим нормованого і залежати від класу напруги устаткування, в якому масло буде застосовуватись чи вже застосовується (граничні значення вказуються у відповідних нормативних документах), а розрахунковий коефіцієнт варіації не повинен перевищувати 20 %.



Фото 4.1. Посудина з електродами для випробувань проб масла



Фото 4.2. Апарат АИМ-90 для визначення пробивної напруги масла

Якщо розраховане (середнє арифметичне) значення пробивної напруги більше нормованого, але коефіцієнт варіації перевищує 20%, то, після нового заповнення посудини з електродами маслом тієї самої проби додатково виконують ще шість визначень пробивної напруги і проводять розрахунки $U_{пр}$ та V для $n = 12$.

Якщо і в цьому випадку коефіцієнт варіації перевищує 20 %, то, незалежно від розрахованого значення пробивної напруги, якість масла слід вважати незадовільною – воно підлягає відбракуванню з наступною заміною чи технологічною обробкою для відновлення якості.

У нормативних документах, які стосуються контролю за якістю трансформаторного масла, гранично-допустимі значення їх пробивної напруги враховують не тільки залежності від класу напруги устаткування, але також і особливості застосування цих масел у тих чи інших видах устаткування та етапи проведення даного контролю. Для прикладу в табл. 4.1 наведено дані, що містяться в документі Мінпаливенерго України СОУ-Н ЕЕ 43.101:2009 «Приймання, застосування та експлуатація трансформаторних масел. Норми оцінювання якості».

4.3.2 Тангенс кута діелектричних втрат трансформаторних масел

Діелектричні втрати у трансформаторних маслах, пов'язані з електропровідністю вуглеводнів, характеризуються за температур від 20 до 125 °С досить низькими значеннями тангенсу кута діелектричних втрат ($\text{tg}\delta$). Головним джерелом втрат трансформаторного масла є нейтральні та кислі асфальто-смолисті речовини, мила, деякі продукти старіння та такий домішок, як вода.

Смолисті речовини нейтрального або кислого характеру можуть залишатись в маслах в результаті не досить ретельного очищення чи утворюватися під час старіння масла в результаті реакцій окислювальної конденсації та полімеризації, а також у разі окислення наявних смол. Як ті, так і інші смолисті продукти погано розчинюються в маслі, утворюють колоїди і є однією з основних причин виникнення електрофоретичної провідності. Наприклад, наявність 0,5% смол підвищує $\text{tg}\delta$ масла у 20 разів.

Таблиця 4.1

Вимоги до значень пробивної напруги трансформаторних масел

Вид устаткування	Гранично-допустиме значення, не менше кВ			Заходи, що застосовуються у разі невідповідності показника гранично допустимому значенню
	Перед заливанням масла	Після заливання масла	В процесі експлуатації масла	
Устаткування (крім контакторів РПН та герметичних введів) - до 15 кВ - від 15 до 35 кВ (крім трансформаторів власних потреб) - від 15 до 35 кВ (тільки для трансформаторів власних потреб) - від 60 до 110 кВ, а також каскадні вимірювальні трансформатори 220 кВ - 150 кВ - від 220 до 500 кВ (крім каскадних вимірювальних трансформаторів 220 кВ) - 750 кВ Контактори РПН напругою: - 10 кВ - 35 кВ - 110 кВ - 220 кВ, - типу ЗРНОА-110/1000 Герметичні вводи всіх класів напруги	30	25	20	Силкові трансформатори, вимикачі: сушіння масла за допомогою цеолітових та вакуумних установок, фільтрація, обробка центрифугою. Контактори РПН: заміна масла. Вимірювальні трансформатори, вводи: заміна масла або заміна вказаного устаткування.
	35	30	25	
	40/35*)	35/30*)	30/25	
	50/45*)	45/40*)	40/35*)	
	55/50*)	50/45*)	45/40*)	
	60/55*)	55/50*)	50/45*)	
	70/65*)	65/60*)	60/55*)	
	30	25	25	
	40	35	30	
	50	40	35	
50	40	40		
50	40	40		
70	-	55		

*) У чисельнику наведено значення показника для устаткування, введеного в експлуатацію з 01.01.99, в знаменнику - до 01.01.99.

Мила—солі, утворені в результаті реакції між металами та органічними кислотами (у т.ч. під час старіння масла). Вони не дисоціюють на іони у вуглеводневому розчині. В той же час розчин у маслі більшості нафтенатів – солей нафтенових кислот (при суттєвій концентрації останніх) викликає катастрофічне зростання діелектричних втрат. Залежно від умов (марка масла, особливості конструкції устаткування чи його експлуатації), мило у маслі може знаходитись або у стані істинного розчину, або в стані колоїду, і саме в такому стані воно впливає на значення $\text{tg}\delta$ цього масла. Так, після нагрівання масел з милами до $100\text{ }^{\circ}\text{C}$ спостерігається як різке підвищення, так і різке зниження $\text{tg}\delta$. Зазвичай якщо після такого зниження охолоджувати масло, то при цьому $\text{tg}\delta$ буде і далі зменшуватись, а у випадку повторного підвищення температури (масла після його охолодження), попередня крива залежності $\text{tg}\delta$ від температури не буде відтворюватись. Тобто колоїдний стан мила після такої температурної обробки або не відновлюється, або для цього потрібно створити якісь певні умови.

Вода може знаходитись у маслі як у розчиненому, так і в емульсованому стані. Діелектричні втрати, що обумовлені наявністю води, визначаються не загальним її вмістом, а станом. Вода, яка знаходиться в маслі у стані істинного розчину, не впливає на втрати в маслі, а у нерозчиненому вигляді – у вигляді емульсії із часток малого розміру – викликає різке зростання цих втрат. Межа переходу води із першого стану в другий залежить від властивостей масла, обумовлених складом його вуглеводневих і неуглеводневих компонентів. Інакше, при наявності однієї і тієї ж кількості води в маслах різного складу (різних марок) вона може бути розчиненою – в одних і емульсованою – в інших. Саме у другому випадку помітно зросте значення $\text{tg}\delta$ масла.

Таким чином майже для всіх кисневмісних сполук (спирти, кислоти, феноли, смоли тощо), солей металів і органічних кислот (мила), а також для води можна відмітити характерну особливість – помітний вплив їх вмісту на зростання $\text{tg}\delta$ масла при досягненні певної концентрації, а саме – межі розчинності, коли утворюється друга фаза у вигляді мікроемульсії або колоїду. Причому частина цих утворень під час нагрівання може розпадатись, що, в свою чергу, призведе до зменшення значень $\text{tg}\delta$ масла.

Вимірювання значень $\text{tg}\delta$ масла для різних температур дає корисну інформацію про якість цього масла, ступінь його старіння та ймовірні

проблеми, що можуть виникнути у випадку продовження експлуатації масла з продуктами глибокого старіння, оскільки частина продуктів старіння, які утворюють колоїди, може, у разі подальшого їх накопичення, перейти в осад.

На рис. 4.1 наведено характерні приклади температурних залежностей $\text{tg}\delta$ масла, що відображують зміни цих залежностей від наявності в маслі різних продуктів його старіння.

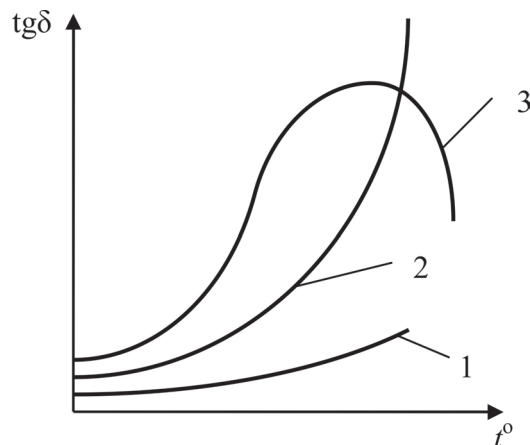


Рис. 4.1. Вплив продуктів старіння масла на зміну його тангенса кута діелектричних втрат ($\text{tg}\delta$) від температури (t°): 1 – температурна залежність $\text{tg}\delta$ для свіжого (без продуктів старіння) масла; 2 – температурна залежність $\text{tg}\delta$ масла із значною кількістю продуктів старіння, що збільшують його провідність (у т.ч. колоїдів); 3 – температурна залежність $\text{tg}\delta$ масла із значною кількістю продуктів старіння, що збільшують його провідність (у т.ч. колоїдів, які є нестійкими до впливу підвищених температур)

Основні вимоги до методики та засобів вимірювання значень $\text{tg}\delta$ масла вказані у названому вище ГОСТ 6581. Згідно з ним установки для вимірювань $\text{tg}\delta$ масла повинні містити вимірювальну комірку, джерело напруги, вимірювальний пристрій з індикатором, а також нагрівальний термостат (для випадків вимірювань $\text{tg}\delta$ при температурах, вищих за кімнатну).

Вимірювальні тризатискні комірки, що відповідають ГОСТ 6581 представлені на фото 4.3.

Джерело напруги повинно дозволяти отримати практично синусоїдальну криву змінної напруги частотою 50 Гц (коефіцієнт амплітуди в межах $\sqrt{2}\pm 5\%$, коливання напруги не більше 1%, зміна частоти не більше 0,5%) і забезпечувати у міжелектродному проміжку

вимірювальної комірки напруженість електричного поля 1 МВ/м (1 кВ/мм). З дотриманням певних умов, у вітчизняній практиці для цього використовувались випробувальні трансформатори напруги типу НОМ-6 чи НОМ-10.

У якості приладу, що забезпечував вимірювання значень $\text{tg}\delta$ та діелектричної проникності масла із допустимою (заданою ГОСТ 6581) похибкою, зазвичай використовувались високовольтні мости змінного струму, побудовані за класичною схемою моста Шерінга (МД-16, Р595, Р525, Р5026), та термостати – сушильні шафи.

Застосування вказаних вище джерел, приладів і термостатів призвело до того, що у цілому установка для вимірювання $\text{tg}\delta$ масла являла собою достатньо громіздкий стенд. Проте, останнім часом в практиці проведення вимірювань даного показника все частіше знаходять місце компактні пристрої, які в автоматизованому режимі виконують всі необхідні технологічні та вимірювальні процедури після встановлення у пристрій комірки з пробою масла. Два таких пристрої, які виготовлюються в Україні, представлені на фото 4.4.

Гранично-допустимі значення $\text{tg}\delta$ масла, для нового устаткування визначаються стандартами чи технічними умовами на це устаткування, а експлуатаційного – документацією виготовлювача та чинними нормативними документами користувача, наприклад, вказаним вище СОУ-Н ЕЕ 43.101:2009 (див. табл. 4.2).

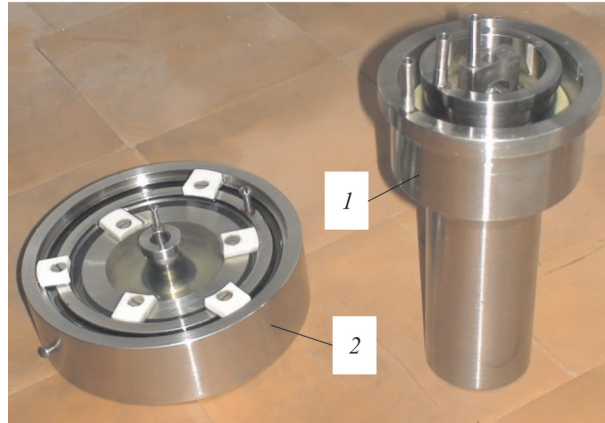


Фото 4.3. Вимірювальні комірки тризатискного типу:

1 – пласка комірка; 2 – циліндрична комірка



а



б

Фото 4.4. Пристрої для вимірювання $\text{tg}\delta$ масла: а «Тангенс-3М» (виготовлюється в м. Харків); б «ADTR-2к» (виготовлюється в м. Львів) 1 – вимірювальний блок; 2 – дисплей відображення інформації; 3 – клавіатура управління пристроєм; 4 – вимірювальна комірка (для «Тангенс-3М» – пласка, малогабаритна; для «ADTR-2к» – циліндрична, за ГОСТ 6581); 5 – блок нагрівання вимірювальної комірки (для «Тангенс-3М» – знаходиться всередині вимірювального блока)

Таблиця 4.2

Вимоги до значень тангенса кута діелектричних втраг трансформаторних масел

Вид устаткування	Гранично-допустиме значення показника при 70/90 °С, не більше %			Заходи, що застосовуються у разі невідповідності показника гранично допустимому значенню
	Перед заливанням масла	Після заливання масла	В процесі експлуатації масла	
Силові трансформатори, вимірвальні трансформатори, маслонаповнені негерметичні вводи напругою: - від 110 до 150 кВ - від 220 до 500 кВ - 750 кВ Маслонаповнені (залиті маслами ГК, Nuro 11GX, Nuro 10XT без змішування з маслами інших марок) герметичні вводи напругою: - від 110 до 150 кВ - від 220 до 500 кВ - 750 кВ Маслонаповнені (залиті маслом Т-750 без змішування з маслами інших марок) герметичні вводи напругою: - від 110 до 150 кВ - від 220 до 500 кВ - 750 кВ	- /0,5 - /0,5 - /0,5	- /0,7 - /0,7 - /0,7	- /15,0 - /10,0 - /5,0	Силові трансформатори: визначення наявності розчинного (потенційного) і нерозчинного в маслі осаду, заміна адсорбента в термосифонних або адсорбційних фільтрах, а у разі досягнення також граничних значень показниками «кислотне число» або «розчинного (потенційного) і нерозчинного в маслі осаду» – регенерація чи заміна масла. Вимірвальні трансформатори, маслонаповнені вводи: регенерація чи заміна масла або заміна вказаного устаткування.

Контрольні питання

1. Яким вимогам повинно відповідати трансформаторне масло?
2. Що являє собою старіння трансформаторного масла, і під впливом яких факторів воно відбувається?
3. Чому трансформаторне масло можна розглядати як інформаційне середовище для вирішення задач контролю за технічним станом маслонаповненого електроустаткування?
4. На які групи можна розділити всі властивості трансформаторних масел, та які показники якості масла відповідають цим групам?
5. Які показники використовуються для визначення діелектричних властивостей трансформаторного масла?
6. Які вимоги встановлені до випробувань масла з визначенням його пробивної напруги?
7. Як визначають тангенс кута діелектричних втрат трансформаторного масла?
8. Чим обумовлені особливості температурної залежності тангенса кута діелектричних втрат трансформаторного масла?
9. Яких основних правил слід дотримуватись під час відборів проб масла для проведення його фізико-хімічного аналізу?

КОНТРОЛЬ ТЕХНІЧНОГО СТАНУ ЕЛЕКТРОУСТАТКУВАННЯ ЗА ДОПОМОГОЮ ХРОМАТОГРАФІЧНОГО АНАЛІЗУ РОЗЧИНЕНИХ У МАСЛІ ГАЗІВ

5.1 Методичні основи застосування ХАРГ на об'єктах електроенергетики

Хроматографічний аналіз розчинених в маслі газів (ХАРГ) є одним із найбільш розповсюджених і достатньо ефективних методів контролю стану маслонаповненого електроустаткування в експлуатації. Вміст розчинених в трансформаторному маслі газів, як правило, визначається шляхом відділення газів від масла з подальшим аналізом їх складу та вмісту окремих компонентів за допомогою приладів, які називаються хроматографами. ХАРГ дозволяє виявити дефекти, що повільно розвиваються, а також слідкувати за їх розвитком. При цьому забезпечується своєчасна профілактика та попередження аварійності устаткування.

Оцінка стану устаткування ґрунтується на результатах визначення таких основних газових компонентів в маслі, як H_2 , CO , CO_2 , CH_4 , C_2H_4 , C_2H_6 , C_2H_2 та ряду інших. Ці гази являються одним із продуктів розкладу (деструкції) ізоляції. Склад розчинених газів та їх концентрація дозволяють з певною ймовірністю встановити вид дефекту та його небезпечність.

Для кожного із видів дефектів існує свій найбільш характерний газ.

Водень (H_2) – дефекти електричного характеру (часткові розряди, іскрові та дугові розряди).

Ацетилен (C_2H_2) – іскріння, розряди великої потужності, електрична дуга, нагрів вище 700 C° .

Етан (C_2H_6) – термічний нагрів масла та паперово-масляної ізоляції в діапазоні температур до 300 C° .

Етилен (C_2H_4) – високотемпературний (вище 300 C°) нагрів масла та паперово-масляної ізоляції.

Окис і двоокис вуглецю (CO і CO₂) – дефект, пов’язаний із розкладом твердої (целюлозної) ізоляції.

Вказане вище відноситься до випадку, коли існує тільки один вид дефекту або, за наявності декількох дефектів, є один домінуючий. Проте, коли їх два або більше з однаковою інтенсивністю впливу на утворення газів, то задача ідентифікації виду і, особливо, місця пошкодження стає досить складною. Вона потребує отримання додаткової інформації, наприклад, про динаміку зростання газів, режим роботи устаткування, перелік робіт, які проводились на устаткуванні, особливості конструкції устаткування і багато іншого, що дозволить встановити найбільш ймовірний діагноз технічного стану устаткування, звідки відібрана проба масла на аналіз розчинених в ньому газів.

Значення, з якими слід порівнювати результати ХАРГ для отримання відповіді – «дефект відсутній-дефект прогнозується», встановлюються в залежності від особливостей як самого устаткування (герметичне-негерметичне, силове-вимірювальне, маломасляне-багатомасляне тощо), так і умов його експлуатації (рівномірне-нерівномірне навантаження, термін експлуатації малий-великий і т. ін.). Достовірність висновків про стан устаткування залежить від правильного встановлення таких значень, а також від дотримання певних правил проведення ХАРГ, у т.ч. стосовно застосування належних пристроїв і приладів або налаштованих для цього комплексів.

5.2 Технічні засоби проведення ХАРГ

Проведення ХАРГ з отриманням значень концентрацій всіх семи газів, які необхідні під час контролю наявності розвиткових пошкоджень, втілюють застосовуючи газові хроматографи, що мають різне конструктивне виконання, проте містять вузли, що виконують декілька основних операцій: введення однакових об’ємів газових сумішей (дозатор), розділення сумішей на окремі компоненти (хроматографічна колонка), визначення концентрацій кожного із компонентів (детектор), відображення отриманих результатів у графічному або числовому вигляді, який фіксує кожний компонент газової суміші чи групу компонентів двома значеннями – час виходу даного компонента та його концентрація (самописець, дисплей).

Блок-схема одного із хроматографів представлена нижче на рис. 5.1.

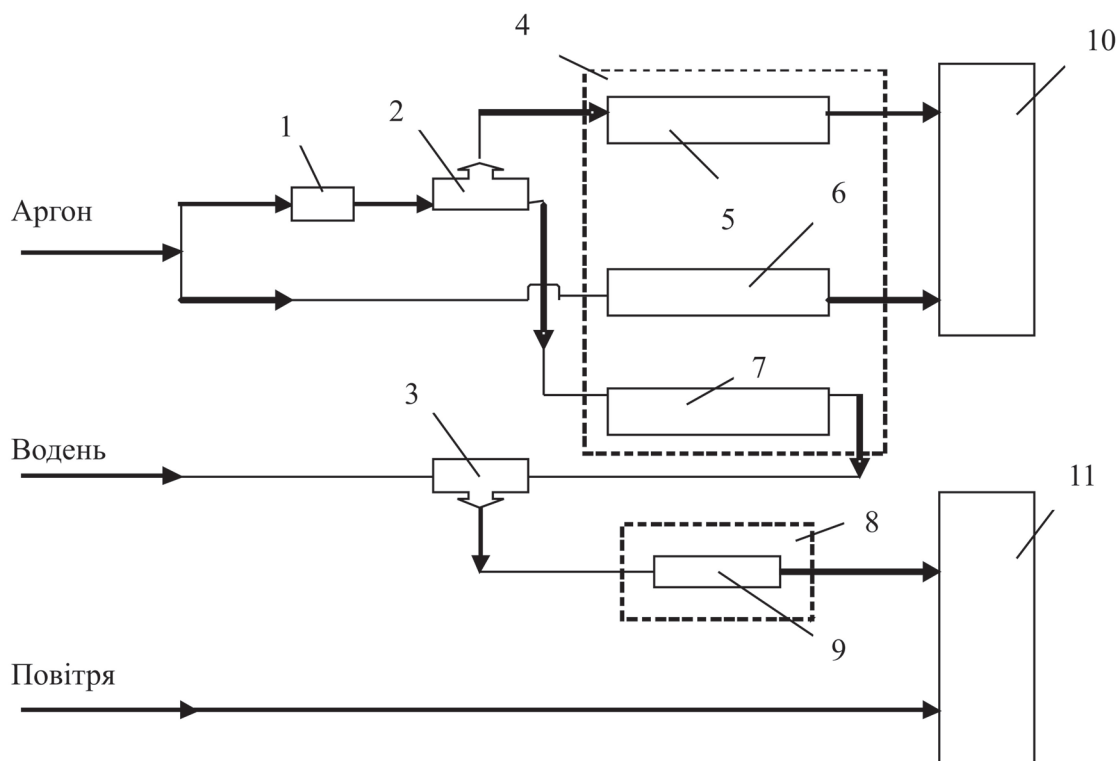


Рис. 5.1. Блок-схема хроматографа з метанатором і двома детекторами:
 1 – дозатор; 2, 3 – трійники; 4 – термостат колонок; 5 – колонка з молекулярними ситами; 6 – колонка порівняння; 7 – колонка з полісорбтом; 8 – термостат метанатора; 9 – метанатор; 10 – детектор за теплопровідністю; 11 – полум’яно-іонізаційний детектор

За цією схемою аналіз газів виконується наступним чином:

За допомогою дозатора, через який проходить газ-носії аргон, проба газу вводиться у трійник 2 і розділюється там на два потоки. Один із потоків поступає на колонку 7 з сорбентом «полісорб-1», а другий – на колонку 5 з молекулярними ситами. Після колонки з молекулярними ситами компоненти проби потрапляють в детектор за теплопровідністю (ДТП) 10, за допомогою якого проводиться реєстрація H_2 . Після колонки з полісорбтом компоненти проби потрапляють спочатку в метанатор 9, в якому CO та CO_2 перетворюються в метан, а потім – в полум’яно-іонізаційний детектор (ДП), за допомогою якого реєструються CO (що перетворено на CH_4), CO_2 (що також перетворено на CH_4), CH_4 , C_2H_4 , C_2H_2 , C_2H_6 .

Сигнали з ДТП та ДП після підсилення за допомогою самописця відтворюються на діаграмній стрічці або за допомогою аналого-цифрового перетворювача вводяться до комп’ютера. З урахуванням часу появи

сплесків сигналів з моменту введення проби газів (суміші) до хроматографа визначають: який з компонентів цієї суміші призвів до появи того чи іншого сплеску, а по амплітуді конкретного сплеску – концентрацію відповідного компоненту. Різний час появи сплесків сигналів від різних газів пов'язаний з розділенням суміші газів на окремі компоненти при проходженні такої суміші через колонки. Розділення відбувається за рахунок індивідуальних адсорбційно-десорбційних властивостей кожного із компонентів суміші газів у відношенні до речовин (адсорбентів), якими заповнені ці колонки.

Немає жодної стаціонарної фази (сорбенту), здатної розділити весь зумовлений спектр газів у ізотермічному режимі, тому ХАРГ провадять на паралельно чи послідовно з'єднаних двох чи трьох колонках. Для розділення всіх компонентів суміші газів, що аналізуються, найбільш часто використовують дві колонки: колонку з сорбентом «порапак *N*» – для розділення вуглеводневих газів, CO і CO₂ і колонку з молекулярними ситами (цеолітами) – для розділення атмосферних газів і H₂.

Окрім аргону, який є газом-носієм, у наведеній вище схемі показані ще два гази: водень та повітря. Останні забезпечують роботу ДПП, а саме – горіння водневого полум'я у середовищі повітря.

Робота ДПП полягає у визначенні концентрації домішка в газі-носії іншого газу за рахунок різниці теплоємностей чистого газу-носія та суміші його з іншим газом-домішком. Якщо хімічна природа газу-домішка від одного аналізу до іншого не змінюється, то різниця теплоємностей, а відповідно і сигналів ДПП, буде визначатись концентрацією газу-домішка.

Робота ДПП пов'язана з вимірюванням струму у проміжку, де існують іони, обумовлені горінням водневого полум'я. Іонів буде тим більше, чим більше в зоні горіння вказаного полум'я буде горючого газу-домішка, тобто, чим більшою буде його концентрація. Функцію перетворення негорючих газів-домішок в горючі виконує метанатор.

Газова суміш розділяється на колонці за рахунок різної сорбції компонентів газової суміші на поверхні адсорбенту, що заповнює хроматографічну колонку, і у вигляді окремих компонентів поступає на детектор. Відклик детектора в часі на кожний із відділених від суміші компонент, зображений на папері за допомогою самописця, являє собою хроматограму – розгорнутий в часі набір піків, близьких за формою

до трикутника, де висота чи площа кожного піка пропорційна відсотковому вмісту компонентів суміші.

Залежно від режиму роботи хроматографа форми піків можуть відрізнятись, як це представлено на рис. 5.2, що вимагає відповідних способів обробки отриманих результатів.

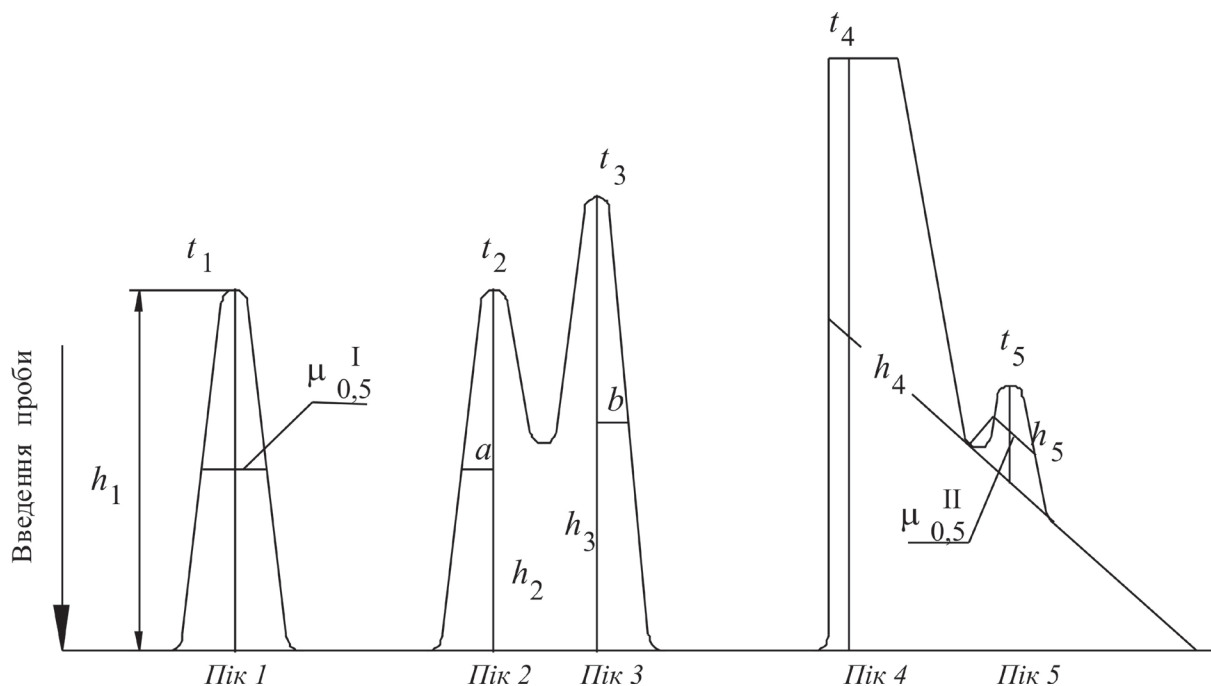


Рис. 5.2. Хроматограма газової суміші

Під час розрахунку хроматограм, у якості параметра піка, який буде використаний для визначення концентрації відповідного газу, приймають висоту, площу чи добуток висоти на відрізок нульової лінії, що відповідає часу утримання.

Висоту піка вважають визначальним параметром тільки в тому випадку, якщо відтворюваність величини проби задовільна, колонку практично не перевантажено, температура і витрата газу-носія досить стабільні.

Добуток висоти піка на час утримання пропорційний площі піка, однак коефіцієнти пропорційності різні для різних компонентів. Цей метод використовують для речовин одного класу, переважно для хроматограм з вузькими піками, тобто в одному із випадків розрахунку площі.

Загальний метод розрахунку за площами є найбільш простим, вимоги до робочих умов менш жорсткі, хоча існує ряд додаткових джерел похибок під час виміру площ піка.

Розрахунок площі піка виконують таким способом: заміряють висоту піка h від нульової лінії до вершини; ділять висоту піка навпіл і на відстані, яка дорівнює половині висоти, вимірюють відрізок $\mu_{0,5}$ (див. рис. 5.2, пік 1); розраховують площу за формулою:

$$S = h_1 \cdot \mu_{0,5}^I.$$

У разі неповного поділу піків можна використовувати той же метод трикутника, але з різними варіантами визначення висоти піка h і його ширини на половині висоти $\mu_{0,5}$ (див. рис. 5.2, піки 2, 3, 4, 5).

У разі виходу піка на дрейфі нульової лінії або на «хвості» великого піка (див. рис. 5.2, пік 5) площу розраховують за формулою:

$$S_5 = h_5 \cdot \mu_{0,5}^{II}.$$

За неповним розділенням двох близьких за величиною досить симетричних піків (див. рис. 5.2, піки 2 і 3) площі розраховують за формулами:

$$S_2 = 2h_2a;$$

$$S_3 = 2h_3b.$$

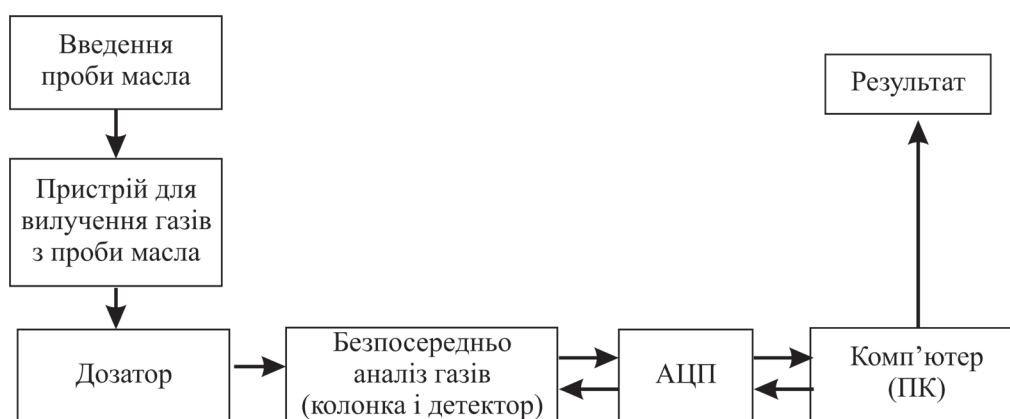
Під час оброблення хроматограм вручну використовують такі вимірювальні інструменти:

- металеву вимірювальну лінійку в разі вимірювання розмірів, більших ніж 1 см. Вимірювання проводять з точністю до 0,5 мм;
- спеціальною лупою з поділками в разі вимірювання відстаней, менших ніж 1 см. Вимірювання проводять з точністю до 0,05 мм.

Для автоматичного оброблення хроматограм використовують інтегратори, які вимірюють площі піків безпосередньо під час запису хроматограм.

У сучасних спеціалізованих комплексах оброблення результатів аналізу, після аналого-цифрового перетворення (АЦП), проводять за допомогою комп'ютера із застосуванням спеціалізованих програмних продуктів «Хроматэк Аналитик», «Диахром», «Мультихром» та ін.

Функціональну схему роботи сучасних хроматографічних комплексів для ХАРГ можливо представити наступним чином:



На фото 5.1 представлено для прикладу робоче місце хроматографічної лабораторії, де розміщено сучасний хроматографічний комплекс для аналізу розчинених в маслі газів на базі газового хроматографа «Кристалл – 200М». Управління режимами роботи даного хроматографа, отримання результатів з первинною обробкою хроматограм виконується з використанням ПК.

Процедура одержання висновків за результатами ХАРГ залежить від стадії життя електроустаткування: для нового та відремонтованого устаткування проводиться звичайне порівняння результатів із значеннями, вказаними в нормативних документах; для устаткування, що працює (знаходиться в експлуатації), проводиться спеціалізована обробка результатів ХАРГ.

! ДЕКІЛЬКА ЗАУВАЖЕНЬ СТОСОВНО ВІДБОРІВ ТА ТРАНСПОРТУВАННЯ ПРОБ ДЛЯ ПРОВЕДЕННЯ ХАРГ

А) Достовірність контролю устаткування на підставі ХАРГ великою мірою залежить від неухильного дотримання певних правил відбору цих проб!

Б) Персонал, що виконує відбір та транспортування проб, повинен забезпечити тотожність масла в пробі та масла в устаткуванні, з якого проводиться відбір. Необхідно виконувати заходи, що виключають потрапляння в пробовідбірники пухирців повітря як під час відборів проб, так і під час їх транспортування. Недбалість, допущена під час відборів або транспортування проб, призводить до помилкового висновку щодо наявності чи відсутності дефектів устаткування, до невиправданої втрати часу, працевитрат і витрат на транспортування та контроль проб.

В) Для відбору проб необхідно використовувати тільки скляні або металеві пробовідбірники. Найбільш ефективним вважається застосування пробовідбірників шприцевого типу, у т.ч. скляних медичних шприців. Забороняється використовувати пробовідбірники, виготовлені з пластмасових матеріалів, у т.ч. одноразові шприци, оскільки ці матеріали не перешкоджають дифузії газів із проби масла в довкілля і навпаки, що призводить до змін початкового складу розчинених в маслі газів.

Г) Транспортування та зберігання проб масла необхідно проводити таким чином, аби захистити ці проби від опромінення денним світлом. Вплив такого світла протягом навіть декількох годин може призвести до змін концентрацій газів, розчинених в маслі проб.

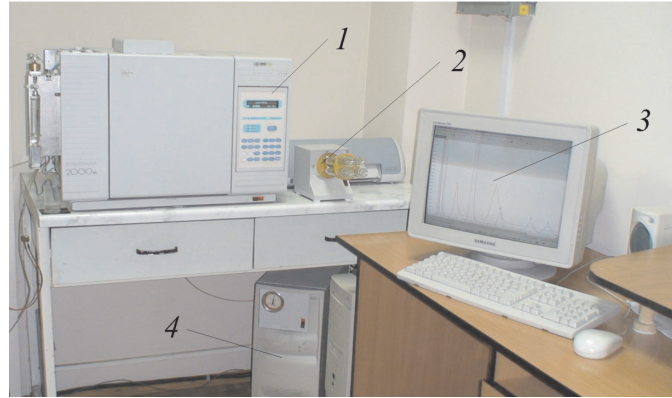


Фото 5.1. Хроматографічний комплекс на базі хроматографа «Кристал 2000М»:

- 1 – хроматограф «Кристал 2000М»; 2 – пристрій відділення газів від масла перемішуванням; 3 – монітор ПК для відображення хроматограм;
4 – компресор повітря

5.3 Використання ХАРГ з метою виявлення дефектів маслонаповненого електроустаткування в процесі експлуатації

5.3.1 Послідовність обробки результатів ХАРГ

Процес обробки отриманих за допомогою хроматографів даних про якісний та кількісний вміст в маслі газів, проілюструємо на прикладі контролю за станом силових трансформаторів. Обробка виконується в наступній послідовності:

А) Визначення наявності перевищень концентрації газів, розчинених в маслі, відносно граничних значень:

– Перевірити наявність перевищень концентрацій газів відносно граничних значень, наведених в табл. 5.1.

– У випадку, коли отримані концентрації газів не перевищують значень табл. 5.1, слід прогнозувати відсутність в устаткуванні дефектів та продовжувати експлуатацію цього устаткування без прийняття додаткових заходів щодо поліпшення його технічного стану.

– У випадку перевищень – необхідно повторно відібрати пробу масла та уточнити ймовірність впливу на вміст газів факторів, які не відносяться до виникнення дефекту в устаткуванні (доливання загазованим маслом, проведення зварювальних робіт на устаткуванні та ін.), або факторів,

які могли призвести до підвищення концентрації газів, але не пов'язані з дефектами всередині бака трансформатора (походження маслососа, перегріву через дефекти у системі охолодження та ін.).

– За умов підтвердження перевищення концентрацій газів понад нормовані та відсутності сторонніх факторів, що могли вплинути на збільшення отриманих концентрацій, слід прогнозувати наявність внутрішнього дефекту і провести уточнення його виду та характеру.

Б) Визначення виду та характеру розвиткового пошкодження за допомогою одного із методів, заснованих на взаємозв'язках між газами, що супроводжують розвиток того чи іншого дефекту в устаткуванні:

– методу розрахунку трьох відношень концентрації п'яти газів (CH_4/H_2 , $\text{C}_2\text{H}_2/\text{C}_2\text{H}_4$, $\text{C}_2\text{H}_4/\text{C}_2\text{H}_6$) з подальшим використанням таблиць комбінацій таких відношень;

– графічного методу, де використовуються відносні концентрації п'яти газів (H_2 , CH_4 , C_2H_6 , C_2H_4 , C_2H_2);

– трикутника Дюваля – методу, в якому використовуються відносні концентрації трьох газів (CH_4 , C_2H_4 , C_2H_2).

Таблиця 5.1

Граничні значення концентрацій розчинених в маслі газів

Устаткування	Концентрація газів, % об. (10^{-4} ppm)						
	H_2	CH_4	C_2H_2	C_2H_4	C_2H_6	CO	CO_2
Трансформатори напругою 110-500кВ	0,01	0,01	0,001	0,01	0,005	0,02	$\frac{0,6 (15)^*}{0,8 (0,3)}$
Трансформатори напругою 750кВ	0,003	0,002	0,001	0,002	0,001	0,02	0,3
Реактори напругою 750кВ	0,01	0,003	0,001	0,001	0,002	0,02	0,3

* У чисельнику надані значення CO_2 для трансформаторів з вільним диханням (дихання через силікагелевий повітряосушний патрон) та строком експлуатації до 10 років, у знаменнику – більше 10 років; у дужках – те саме для трансформаторів з азотним та плівковим захистом.

Під час експлуатації електроустаткування існують інші, крім внутрішніх дефектів, чинники впливу на якісний та кількісний вміст розчинених в маслі газів.

Наприклад, у випадку контролю за силовими трансформаторами, до факторів, які за відсутності внутрішніх дефектів можуть призводити до збільшення в маслі концентрацій газів, слід віднести наступні:

- зростання навантаження трансформатора;
- перемішування свіжого масла із залишками старого, насиченого газами, що знаходилось в системі охолодження, баках РПН, розширювачі і т. ін.;
- доливання маслом, яке було в експлуатації та містило розчинені гази;
- проведення зварювальних робіт на баку;
- пошкодження масляного насоса в системі охолодження;
- перетікання масла із бака контактора РПН в бак трансформатора і т. ін.

Серед факторів, які за відсутності внутрішніх дефектів можуть призводити, навпаки, до зменшення в маслі концентрацій газів слід відзначити такі:

- зменшення навантаження трансформатора;
- заміна силікагелю;
- тривале відключення;
- дегазація масла;
- доливання дегазованим маслом;
- часткова чи повна заміна масла на свіже і т. ін.

5.3.2 Метод розрахунку відношень концентрацій газів для визначення виду та характеру дефекту устаткування

За даним методом вид та характер дефекту визначається шляхом розрахунку відношень концентрації пар із п'яти газів: H_2 , CH_4 , C_2H_6 , C_2H_4 , C_2H_2 (при цьому слід враховувати тільки відношення, в яких концентрація хоча б одного з газів вище граничної концентрації згідно табл. 5.1), а також оцінкою ймовірності розповсюдження пошкодження на тверду ізоляцію.

Вид пошкодження (природа впливу) визначається наступним чином:

- якщо $C_2H_2/C_2H_4 > 0,1$ та $CH_4/H_2 < 0,5$, слід прогнозувати «розряд»;
- якщо $C_2H_2/C_2H_4 < 0,1$ та $CH_4/H_2 > 0,5$, слід прогнозувати «перегрів»;
- якщо при цьому концентрація $CO \leq 0,03$ % об., то слід прогнозувати перегрів масла, а якщо $CO > 0,03$ % об. – перегрів твердої ізоляції.

Характер пошкодження (рівень енергії впливу) визначається за допомогою табл. 5.2.

У вказаній таблиці використовуються різні комбінації відношень чотирьох характерних газів: водню (H_2), метану (CH_4), етилену (C_2H_4) та ацетилену (C_2H_2).

Залежно від комбінації названих відношень визначаються різні за енергією впливу дефекти, які є однаковими за видом (природою впливу).

Таблиця 5.2

Характер і типові причини пошкоджень

Характер пошкодження	Відношення пар газів			Типові приклади
	C_2H_2/C_2H_4	CH_4/H_2	C_2H_4/C_2H_6	
Нормально	< 0,1	0,1 – 1	≤ 1	Нормальне старіння
ЧР з низьким рівнем енергії	< 0,1	< 0,1	≤ 1	Розряди в газових порожнинах, що виникли в наслідок неякісного просочення або зволоження ізоляції
ЧР з високим рівнем енергії	0,1 – 3	< 0,1	≤ 1	Те саме, але з наступним виникненням сліду або пробиванням твердої ізоляції
Розряди малої потужності	> 0,1	0,1 – 1	≥ 1	Безперервне іскріння в маслі між різнопотенційними елементами або елементами з плаваючим потенціалом. Пробивання масла в проміжках.
Розряди великої потужності	0,1 – 3	0,1 – 1	≥ 3	Силкові розряди; іскріння; пробивання масла між обмотками або котушками, чи між котушками на землю.
Термічний дефект низької температури (< 150 °С)	< 0,1	0,1 – 1	1 – 3	Перегрівання ізольованого провідника.
Термічний дефект в діапазоні низьких температур (150 – 300 °С)	< 0,1	≥ 1	≤ 1	Місцевий перегрів магнітопроводу. Підвищення температури «гарячої точки».
Термічний дефект в діапазоні середніх температур (300 – 700 °С)	< 0,1	≥ 1	1 – 3	Те саме, але при подальшому зростанні температури «гарячої точки»
Термічний дефект високої температури (>700 °С)	< 0,1	≥ 1	≥ 3	«Гаряча точка» в магнітопроводі; перегрівання міді за рахунок вихрових струмів, поганих контактів; циркуляційні струми у магнітопроводі або у баку

Можливість розповсюдження пошкодження на тверду ізоляцію визначається за допомогою розрахунків відношення CO_2/CO :

Якщо CO_2/CO менше 5 або більше 13, то слід вважати, що пошкодження розповсюдилось на тверду ізоляцію.

5.3.3 Графічний спосіб визначення виду та характеру дефекту

Графічні образи різних дефектів для визначення виду і, частково, характеру дефекту було запропоновано японськими дослідниками. Графічні образи дефектів будуються за концентраціями п'яти газів: H_2 , CH_4 , C_2H_6 , C_2H_4 , C_2H_2 . Метод було розроблено на основі практичного досвіду зіставлення фактично виявлених дефектів у трансформаторах під час внутрішнього огляду зі складом газів, які було визначено методом ХАРГ. У той же час образи дефектів відображують загальні залежності в співвідношеннях між окремими газами під час нагрівання різної температури чи виникнення розрядних явищ.

Порядок побудови графічного образу дефекту:

а) Графічні образи дефектів будують для устаткування, в якому концентрації окремих газів або хоча б одного з них перевищують такі значення (в ppm або в мкл/л): $\text{H}_2 - 50$; $\text{CH}_4 - 15$; $\text{C}_2\text{H}_6 - 30$; $\text{C}_2\text{H}_4 - 70$; $\text{C}_2\text{H}_2 - 3$.

б) За результатами ХАРГ серед газів H_2 , CH_4 , C_2H_6 , C_2H_4 , C_2H_2 вибирають газ, що має найвищу абсолютну концентрацію (мкл/л).

в) Визначають величину відношення кожного газу до газу, що має найвищу концентрацію. Відношення газу з найвищою концентрацією буде дорівнювати 1, відношення всіх інших газів – менше 1.

г) Будують графік образу дефекту, на якому по осі абсцис розташовують газу в такій послідовності: H_2 , CH_4 , C_2H_6 , C_2H_4 , C_2H_2 , а по осі ординат відкладають вираховані відношення для кожного з цих газів. Отримані точки з'єднують лінією.

Приклад побудови графіка образу дефекту

Приймаємо, що в результаті проведення ХАРГ були отримані такі концентрації окремих газів, мкл/л:

$$\text{H}_2 = 12; \text{CH}_4 = 458; \text{C}_2\text{H}_6 = 152; \text{C}_2\text{H}_4 = 571; \text{C}_2\text{H}_2 = 0.$$

Газ, що має найбільшу концентрацію, – C_2H_4 .

Вираховуємо відношення всіх газів до C_2H_4 :

$$\text{C}_2\text{H}_4/\text{C}_2\text{H}_4 = 571/571 = 1;$$

$$\text{H}_2/\text{C}_2\text{H}_4 = 12/571 = 0,02;$$

$$\text{CH}_4/\text{C}_2\text{H}_4 = 458/571 = 0,8;$$

$$\text{C}_2\text{H}_6/\text{C}_2\text{H}_4 = 152/571 = 0,27;$$

$$\text{C}_2\text{H}_2/\text{C}_2\text{H}_4 = 0/571 = 0.$$

Згідно з вирахованими відношеннями будують графік образу дефекту, який представлено на рисунку 5.3.

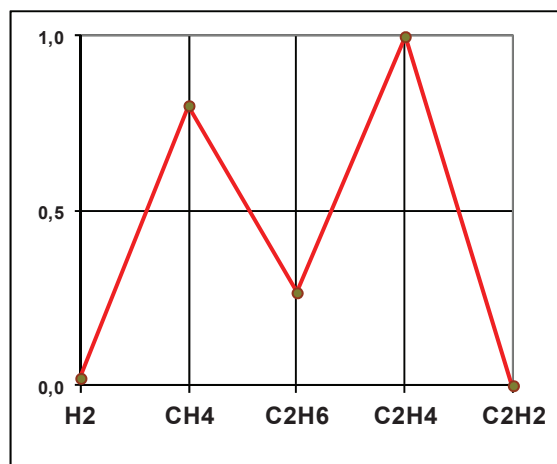
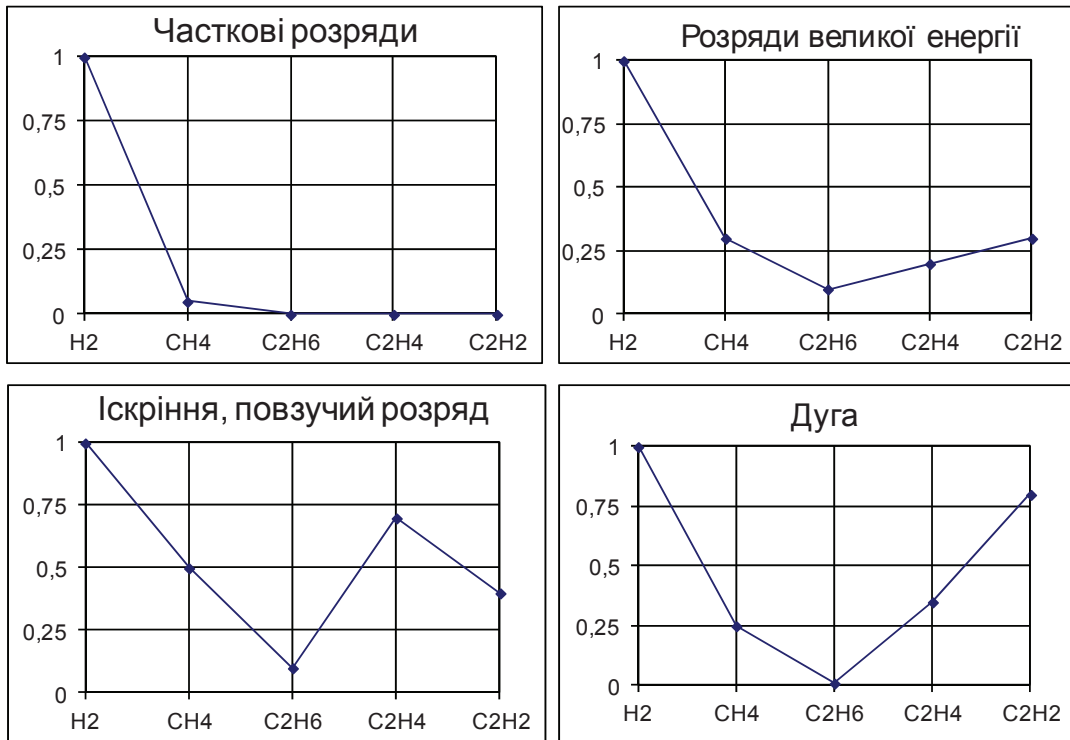


Рис. 5.3. Графік отриманого образу дефекту

Порівнюючи отриманий образ дефекту з образами найбільш типових відомих дефектів (рис. 5.4 або рис. 5.5), відносять його до того чи іншого виду та проводять оцінку його характеру. Під час порівняння образів враховують, який газ має максимальну концентрацію і співвідношення між окремими газами.

Глава 5

Основний газ – водень



Основний газ – ацетилен

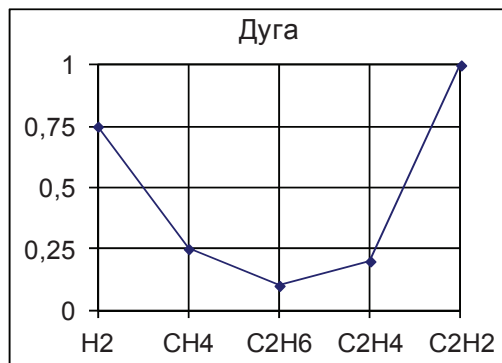
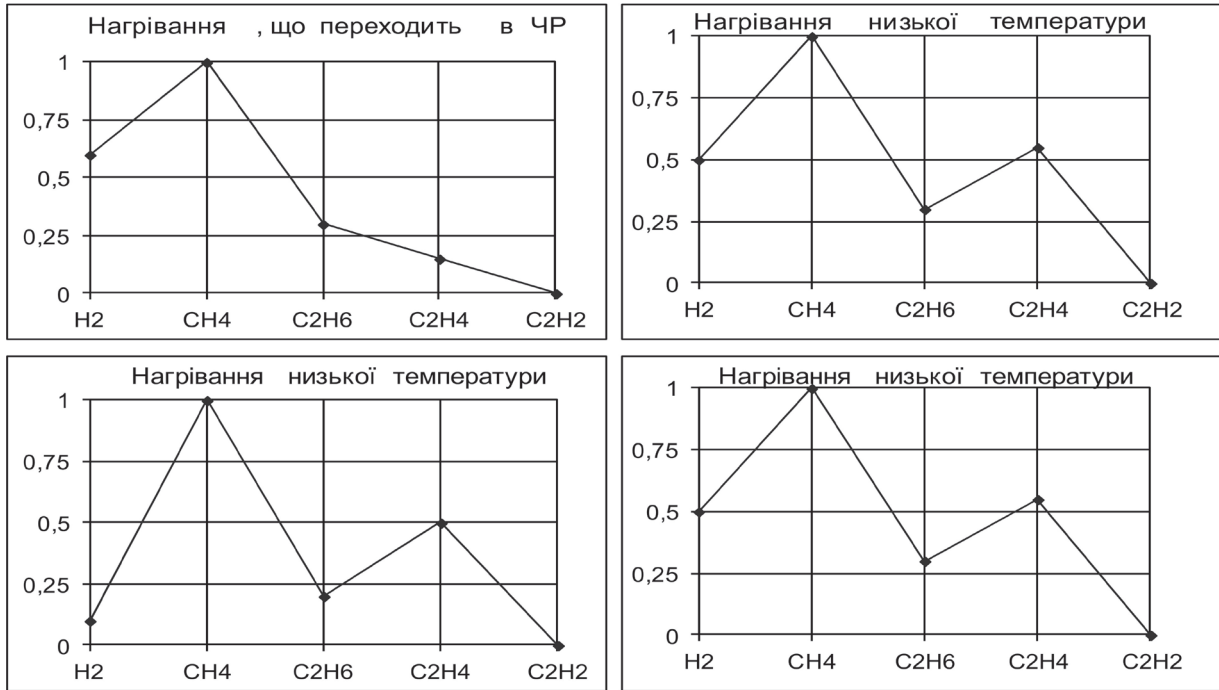


Рис. 5.4. Графіки дефектів виду «розряд»

Глава 5

Основний газ – метан (нагрівання в діапазоні низьких температур)



Основний газ – етилен (нагрівання в діапазоні високих температур)

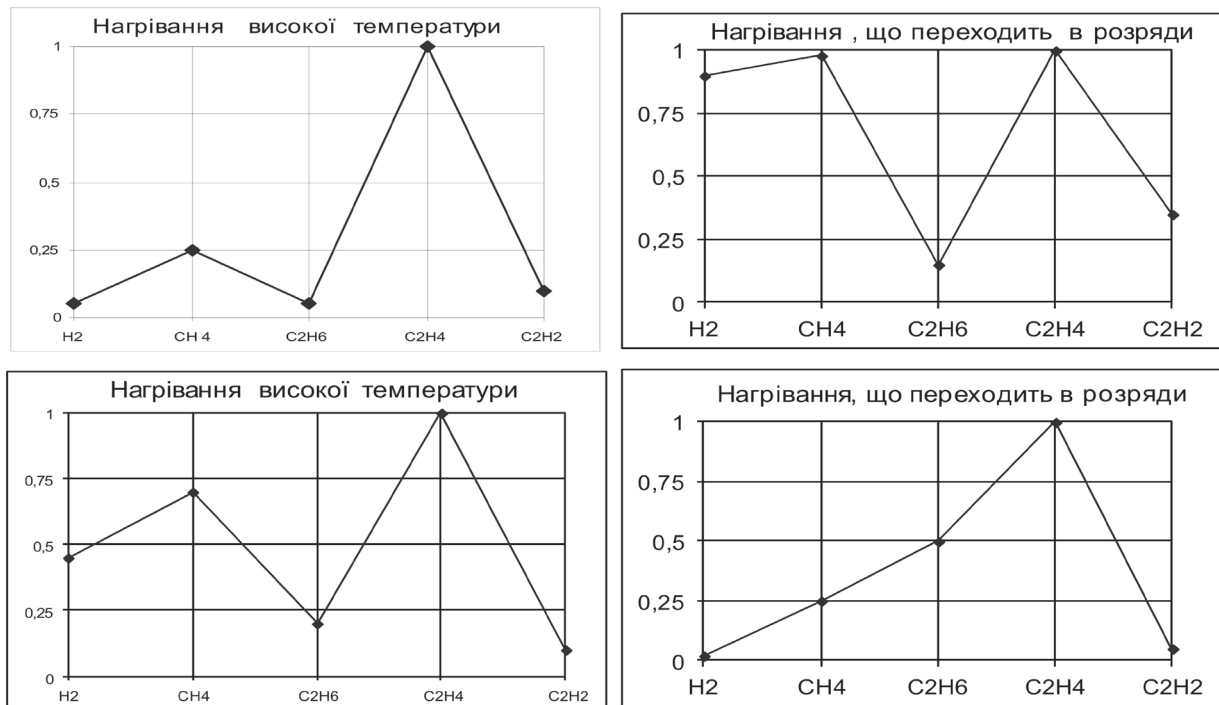


Рис. 5.5. Графіки дефектів виду «перегрів»

Контрольні питання

1. За допомогою яких газів, розчинених в маслі, визначається технічний стан маслонаповненого електроустаткування?
2. Які прилади застосовують для проведення ХАРГ, і які основні вузли містять ці прилади?
3. Які детектори застосовують для проведення ХАРГ маслонаповненого електроустаткування, і в чому полягає принцип їх дії?
4. Для чого призначені хроматографічні колонки, та як відбувається аналіз розчинених в маслі газів за їх допомогою?
5. Якою є послідовність обробки результатів ХАРГ?
6. Що таке хроматограма, і яким чином вона використовується при проведенні ХАРГ?
7. У чому полягає різниця між видом і характером пошкодження, які визначаються на підставі ХАРГ?
8. Які методи обробки результатів ХАРГ застосовуються для визначення виду та характеру пошкодження маслонаповненого електроустаткування?
9. Яких основних правил слід дотримуватись при відборі проб на ХАРГ та їх транспортуванні?

ТЕПЛОВІЗІЙНИЙ КОНТРОЛЬ ТЕХНІЧНОГО СТАНУ ЕЛЕКТРОУСТАТКУВАННЯ

6.1 Методичні основи застосування тепловізійного контролю на об'єктах електроенергетики

Частини будь-якого електроустаткування, що знаходиться під напругою та/або навантаженням, у тій чи іншій мірі нагріваються під їх впливом, а саме:

- струмопровідні частини електроустаткування і контакти та контактні з'єднання – Джоулевими втратами;
- частини електроустаткування, виготовлені з феромагнітних матеріалів – втратами на перемагнічування та вихровими струмами;
- частини електроустаткування, виготовлені з ізоляційних матеріалів – діелектричними втратами в ізоляції.

Сукупність струмопровідних частин, контактних з'єднань, ізоляційних, феромагнітних матеріалів і конструктивних елементів електроустаткування чи його частин, що піддаються нагріву, формує просторове температурне поле. Енергія такого поля частково відводиться у довкілля шляхом теплопровідності і конвекції, а та, що залишилась, – обумовлює температуру як всієї вказаної сукупності, так і окремих її складових. Температура електроустаткування чи його частини може бути сприйнята за допомогою випромінювання хвиль поверхнею електроустаткування або контактних з'єднань в інфрачервоному (ІЧ) діапазоні спектру коливань певної інтенсивності. Інтенсивність коливань ІЧ-випромінювання поверхні (зони поверхні) буде залежати від значень температури даної поверхні (зони поверхні).

Вид (конфігурація) та параметри температурного поля можуть бути використані у якості діагностичного параметра (ознаки) справності або несправності електроустаткування і контактів та контактних з'єднань: у випадку появи несправності чи відхилень в роботі, конфігурація і пара-

метри температурного поля змінюються, з'являються теплові аномалії. Це дозволяє співставляти інтенсивність ІЧ-випромінювання поверхонь з якимись нормованими величинами або відслідковувати її зміни за певний проміжок часу для вирішення завдань контролю наявності змін технічного стану устаткування (ступеня його дефектності).

ІЧ-випромінювання – це електромагнітне випромінювання, що характеризується довжинами хвиль в діапазоні від 0,78 мкм до 1 мм. Для вирішення завдань контролю за технічним станом устаткування використовуються дві ділянки названого діапазону – короткохвильовий (2 – 6 мкм) та довгохвильовий (8 – 12 мкм). В межах саме цих ділянок атмосфера у найбільшій мірі «прозора» для ІЧ-випромінювання, проте перевагу слід надавати ділянці 8 – 12 мкм, де зменшується вплив наявного сонячного опромінювання під час роботи у денні часи.

Метод застосування просторового відображення температурних полів об'єктів та кількісного визначення параметрів таких полів отримав назву термографії, різновидом якої є ІЧ-термографія. Використання останньої базується на сприйнятті, вимірюванні та аналізі даних про тепловий стан об'єктів, отриманих завдячуючи ІЧ-випромінюванню від них.

Технологія інфрачервоного термографічного або, як частіше називають, тепловізійного контролю є ефективним засобом дистанційного контролю стану електроустаткування і проводиться без спеціального виведення з роботи цього устаткування.

Застосування тепловізійного контролю дозволяє:

- скоротити час простоїв устаткування за рахунок попередження раптових пошкоджень;
- планувати проведення ремонтів та оцінювати якість їх виконання;
- виявляти приховані дефекти конструкції без вимкнення устаткування та спостерігати за плином технологічних процесів без безпосереднього контакту з цим устаткуванням.

Завдяки достатній чутливості сучасних тепловізорів з'явилась можливість виявляти на ранній стадії як дефекти контактних з'єднань, так і погіршення стану ізоляції багатьох видів електроустаткування.

Аналіз теплового стану об'єктів контролю передбачає використання ряду понять, до яких, зокрема, відносяться:

- *перевищення температури* – різниця між температурою точки контролю на об'єкті та температурою довкілля;

– *надлишкова температура* – перевищення температури вузла, який контролюється, над температурою аналогічних вузлів іншого устаткування (інших фаз), які знаходяться в тих самих (стосовно нагріву) умовах: наприклад, струмопровідні частини різних фаз одного і того ж устаткування, через які протікає струм однакового значення;

– *коефіцієнт дефектності* – відношення перевищення температури контактного з'єднання до перевищення температури на цілій (без з'єднань) ділянці шини чи проводу, яка віддалена від контактного з'єднання на відстань не менше 1 м.

Оцінка теплового стану електроустаткування і струмопровідних частин залежно від умов їх роботи та конструкції може проводитись:

– по нормованим температурам нагріву (перевищенням температури), надлишковій температурі, коефіцієнту дефектності, динаміці зміни температури в часі;

– шляхом порівняння вимірних значень температури в межах фаз, між фазами, із наперед зазначеними, як справні, аналогічними ділянками чи вузлами і т. ін.

6.2 Технічні засоби проведення тепловізійного контролю устаткування

Вимірювання температури об'єктів можливо виконувати за допомогою різних засобів, починаючи від простих термометрів і закінчуючи складними приладами, до яких, зокрема, відносяться такі, що сприймають ІЧ-випромінювання та застосовуються під час тепловізійного контролю.

Тепловізійний контроль проводиться за допомогою тепловізорів (термографічних систем) та/або пірометрів. У порівнянні із тепловізорами, основною відмінністю застосування пірометрів є те, що за допомогою пірометрів можна отримати температуру об'єкта спостереження тільки в обмеженій зоні чи окремій точці його поверхні (залежить від відстані до об'єкту), тоді як тепловізор дозволяє спостерігати і зафіксувати теплове (температурне) зображення названого об'єкта в цілому із можливістю визначення температури у будь-якій точці (зоні) цього зображення.

Отримані з використанням тепловізорів зображення об'єктів мають назву термограм, на яких даний об'єкт відображується сукупністю ділянок, елементів, точок, відмінних за ІЧ-випромінюванням від них.

На рис. 6.1 наведено для прикладу спрощену схему одного із сучасних тепловізорів з ІЧ-детектором, що охолоджується рідким азотом. Він містить наступні елементи:

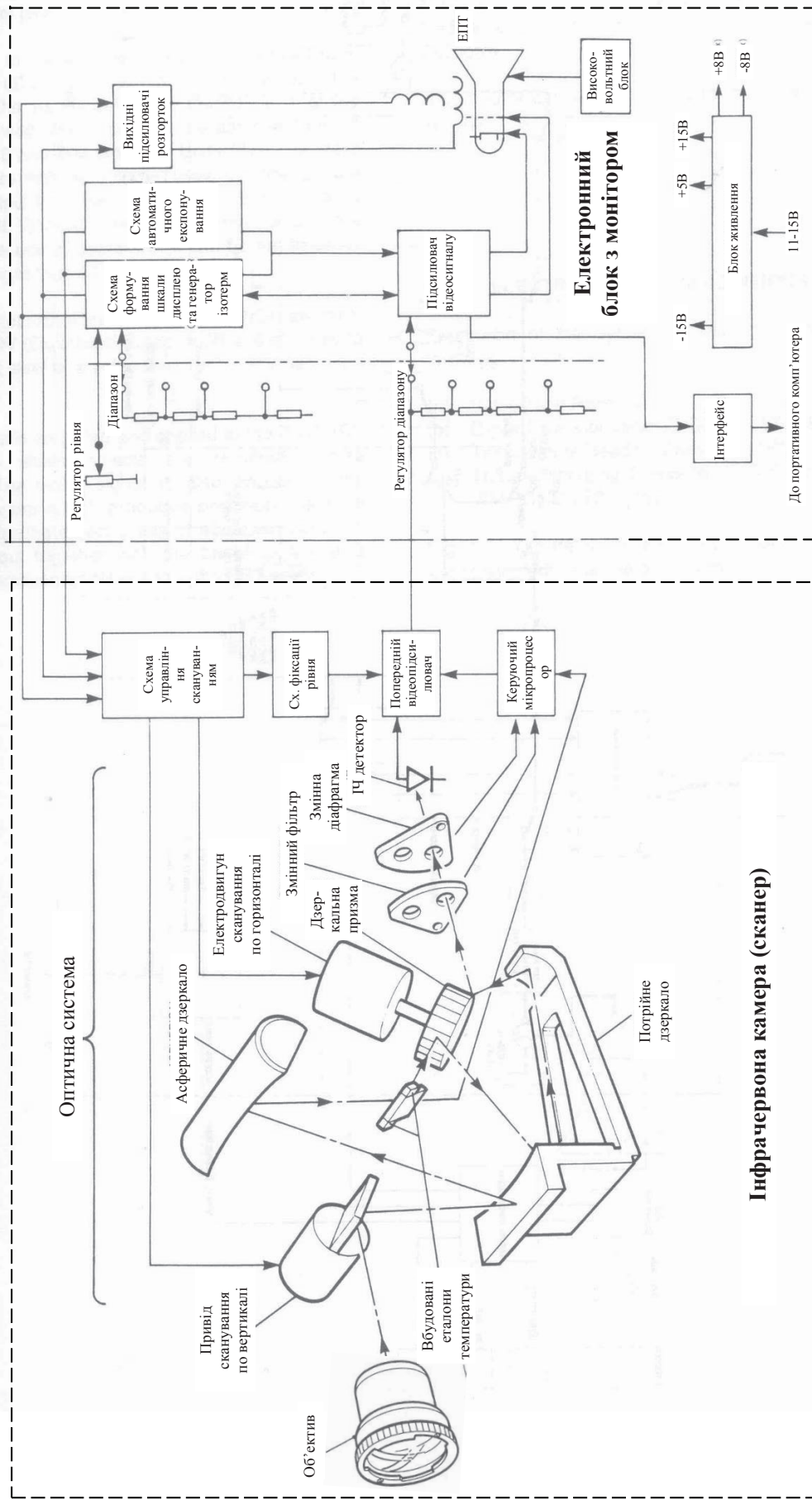


Рис. 6.1. Спрощена схема тепловізора з електромеханічним скануванням зображення об'єкта (на прикладі тепловізора серії «Thermovision» серії 800 Шведської компанії «Agema» (на цей час – «Fir Systems» Швеція – США)

- ІЧ-приймач (детектор ІЧ-випромінювання);
- вузол охолодження ІЧ-приймача (в тепловізорах більш нових поколінь цей вузол відсутній, оскільки перевага віддається детекторам, що не вимагають охолодження, – матричним детекторам. Такий тепловізор фірми NEC буде представлено нижче);
- оптичну систему;
- систему сканування (відсутня в тепловізорах з матричними детекторами);
- вбудований еталон температури для безперервного автоматичного коригування сигналу детектора у випадку зміни температури довкілля, вузлів і деталей самого тепловізора;
- електронний блок для підсилення і обробки сигналу детектора, управління системами сканування та візуалізації ІЧ-випромінювання, запам'ятовування термограм, управління роботою інших вузлів і систем тепловізора, виконання інших сервісних функцій;
- систему візуалізації ІЧ-випромінювання об'єкта у вигляді монітору та/або електронного видошукача;
- систему запам'ятовування і зберігання термограм;
- блок живлення і зарядження акумуляторів.

Тепловізор, комп'ютер зі спеціалізованим програмним забезпеченням для обробки термограм і виготовлення звітів, ряд допоміжних пристроїв та пристосувань об'єднуються в термографічну систему.

На рис. 6.2 наведено для прикладу спрощену схему одного із сучасних пірометрів, що містить такі елементи:

- ІЧ-приймач (детектор ІЧ-випромінювання);
- оптичну систему (іноді конструктивно суміщена з ІЧ-приймачем);
- вбудований еталон температури для безперервного автоматичного коригування сигналу детектора у випадку зміни температури довкілля, вузлів і деталей самого пірометра;
- електронний блок для підсилення і обробки сигналу детектора, запам'ятовування температур, управління роботою інших вузлів і систем пірометра, виконання інших сервісних функцій;
- вузол відліку температури з аналоговим чи цифровим індикатором;
- оптичного або лазерного візиру для визначення місцезнаходження точки вимірювання температури;
- блок живлення і зарядження акумуляторів.

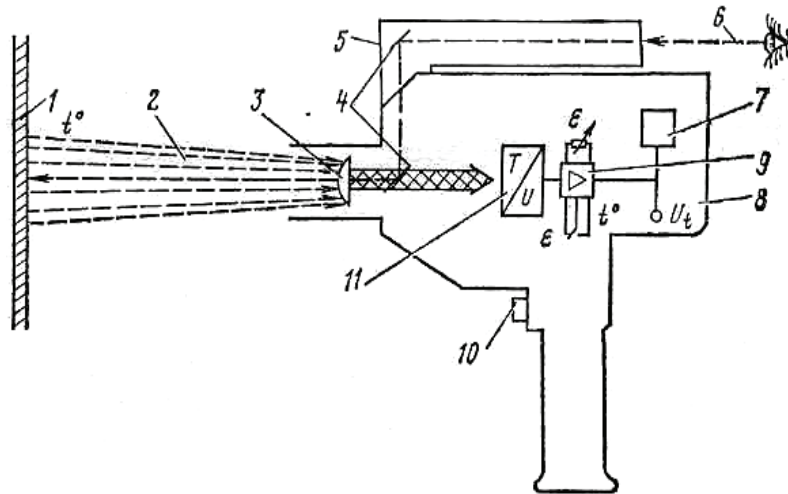


Рис. 6.2. Спрощена схема пірометра:

- 1 – об’єкт контролю; 2 – ІЧ-випромінювання; 3 – оптична система; 4 – дзеркало;
 5 – оптичний видошукач; 6 – оптична вісь видошукача; 7 – аналоговий
 або цифровий дисплей; 8 – корпус пірометра; 9 – електронний перетворювач
 сигналу датчика в значення температури з коригуванням по коефіцієнту
 випромінювання об’єкта (ϵ); 10 – кнопка для запуску вимірювання
 температури; 11 – детектор перетворення ІЧ-випромінювання
 в пропорційний електричний сигнал

При виборі тепловізора або пірометра бажано орієнтуватись на апаратуру провідних світових виробників (Швеція, США, Японія), що використовують сучасну та надійну елементну базу, надають гарантії та послуги з сервісного супроводження і ремонту своєї продукції.

Одним із таких є тепловізор фірми NEC (Японія), зображений на рис. 6.3. За габаритами він не набагато більший, ніж сучасна відеокамера; не потребує застосування рідкого азоту, оскільки містить матричний детектор; дозволяє отримувати якісні термограми і надійно виявляти ті дефекти контактів, вузлів та елементів устаткування, що супроводжуються додатковим виділенням тепла, а отже появою місць з температурами, аномальними для даної одиниці устаткування.

Із приладів, які виготовлені в Україні, сприймають ІЧ-випромінювання для задач визначення теплового стану об’єктів та доступні для потреб енергетики, слід відмітити тепловізори виробництва фірми «КРІОНІК» (м. Харків). У порівнянні із іншими приладами аналогічного призначення останні модифікації даних тепловізорів («Крионик – 2М»), хоча і потребують охолодження детектора, проте мають характеристики (функціональні можливості, чутливість, оптичні характеристики), що практично не поступаються закордонним зразкам такої апаратури професійного призначення, а вартість їх значно нижча.

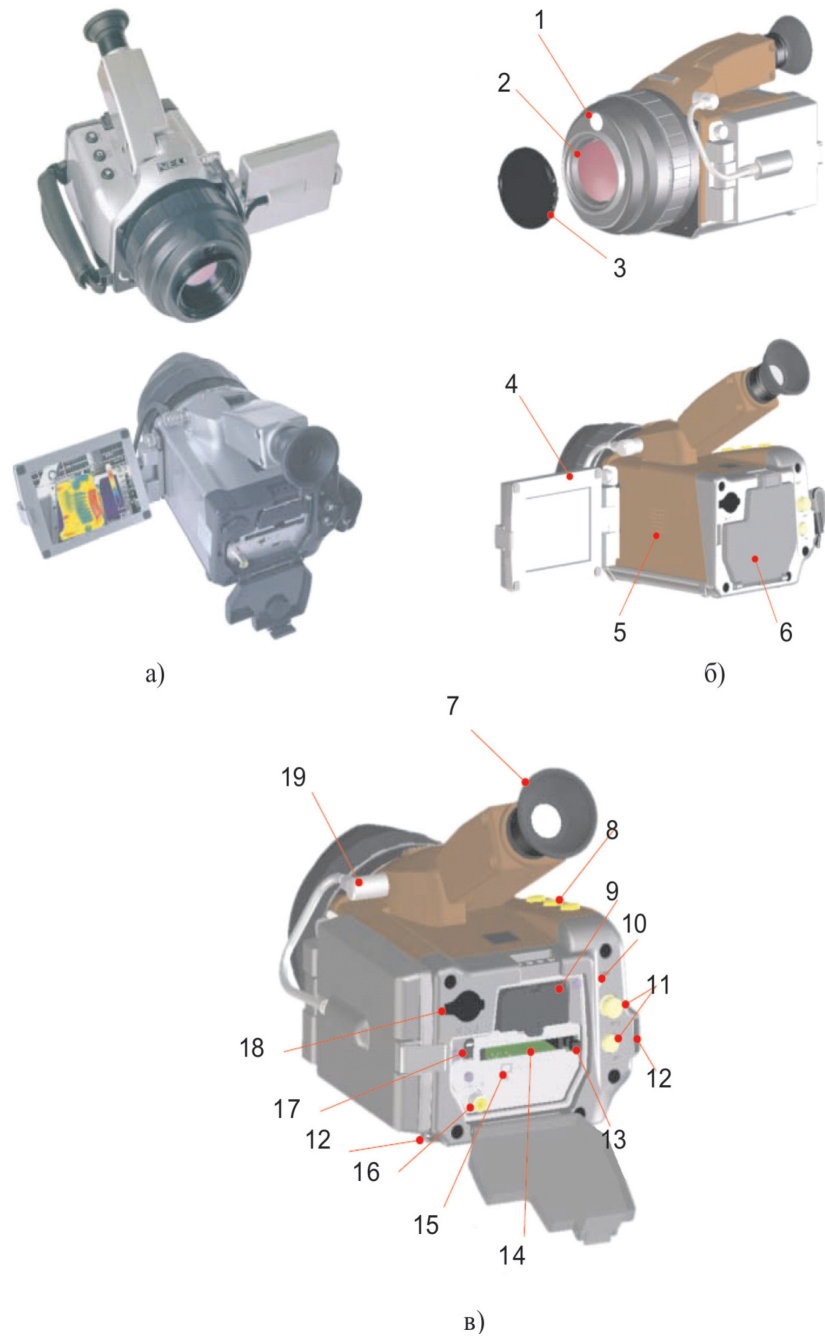


Рис. 6.3. Тепловізор фірми NEC (Японія)

- а) – зовнішній вид; б) і в) – основні функціональні складові та елементи:
 1 – вікно відеокамери; 2 – інфрачервоний об’єктив; 3 – захисна кришка об’єктива;
 4 – РК-дисплей; 5 – мікрофон для запису коментарів; 6 – задня кришка;
 7 – видошукач; 8 – кнопки переключень функцій і режимів; 9 – відсік акумулятора;
 10 – індикатор живлення; 11 – джойстик; 12 – гачки для ремінців;
 13 – кнопка видалення карти пам’яті; 14 – слот для встановлення карти пам’яті;
 15 – роз’єм інтерфейсу; 16 – роз’єм вихідного відеосигналу;
 17 – вимикач живлення; 18 – роз’єм підключення мережевого блоку живлення;
 19 – роз’єм підключення кабелю РК-дисплея

Основними технічними параметрами ІЧ-приладів є такі:

- спектральний діапазон;
- діапазон температур, що вимірюються;
- межа температурної чутливості – найменша різниця температур, що розрізняється (тільки для тепловізорів);
- інструментальна похибка вимірювання температури;
- поле зору;
- миттєве поле зору;
- щільна характеристика;
- швидкість роботи.

Відповідно до цього слід навести деякі вимоги до названих приладів, які повинні забезпечити надійне та якісне обстеження об'єктів тепловізійного контролю.

Мінімальні технічні вимоги до тепловізорів для об'єктів електроенергетики:

спектральний діапазон.....	: бажано довгохвильовий (8 – 12 мкм)
діапазон температур вимірювань.....	: не гірше 0 – 200°C
межа температурної чутливості.....	: не гірше 0,1°C при температурі 25 – 30 °C
інструментальна похибка вимірювань.....	: не гірше 2%
поле (кут) зору.....	: змінна оптика: від 7-10 до 40 кутових градусів
миттєве поле зору.....	: не менше 1,5 – 2 мрад
швидкість роботи.....	: не менше 50 кадрів за секунду
живлення.....	: автономне, що дозволяє працювати не менше 2 – 3 год. від одного комплекту акумуляторів
запам'ятовування термограм та робота з ними.....	: запам'ятовування на електронному носії не менше 100 – 200 термограм, наявність програмного забезпечення для обробки та друку термограм
умови експлуатації.....	: Температура довкілля від -10 до +50°C, вібрація – до 1g, удари і поштовхи – до 15g
маса.....	: якомога менша, що дозволяє продовж тривалого часу тримати тепловізор однією рукою
інші параметри і можливості, наявність яких є бажаною.....	: детектор без охолодження, відсутність механічного сканування, наявність відео-монітора, можливість запису мовних коментарів та зображення в зоровій частині спектру, наявність сонячного та атмосферного фільтрів, працездатність в умовах впливу електромагнітного поля.

Мінімальні технічні вимоги до пірометрів для об'єктів електроенергетики:

спектральний діапазон.....	∴	Бажано довгохвильовий (8 – 12 мкм)
діапазон вимірюваних температур.....	∴	не гірше 0 – 200°C
межа температурної чутливості.....	∴	не гірше 0,5 – 1°C
інструментальна похибка вимірювання температури.....	∴	не гірше 1 – 2°C
поле зору (показник візування).....	∴	не нижче 1:60 – для електроустановок 0,4 – 20 кВ та не нижче 1:120 – для електроустановок 35 – 110 кВ
швидкість дії.....	∴	менше 2 секунд на одне вимірювання
живлення	∴	автономне, що дозволяє працювати від одного комплексу акумуляторів не менше 2 – 3 годин
умови експлуатації.....	∴	температура довкілля від -10 до +50°C, вібрація – до 1g, удари і поштовхи – до 15g
маса.....	∴	якомога менша, що дозволяє тривалий час утримувати пірометр однією рукою
інші параметри і можливості, наявність яких є бажаною.....	∴	встановлення коефіцієнта випромінювання, наявність лазерного цілевказівника, цифрова індикація вимірюваних температур, фіксація вимірюваної температури, працездатність в умовах впливу електромагнітного поля

Умови та особливості застосування тепловізорів і пірометрів для контролю за технічним станом електроустаткування:

1) За наявності таких незаперечних переваг пірометра, як відносна дешевизна (пірометр коштує на порядок менше від тепловізора) і нескладність проведення вимірювань температури, у нього, як мінімум, є два суттєвих недоліки :

– неможливість прямої візуалізації пірометром температурного поля контрольованого об'єкта, що значно звужує можливості діагностування, зокрема, пряме визначення температурних градієнтів (можливо визначити тільки одну температуру для окремої точки чи окремої зони);

– значна похибка вимірювань температури, пов'язана з достатньо великим кутом (полем) зору пірометрів через нескладність оптики, яка застосовується в даних приладах. Через це вимірюється середня температура в зоні, що потрапляє в поле зору пірометра, тобто, якщо в полі зору пірометра буде знаходитись не тільки контрольована ділянка об'єкта, а і інші ділянки чи взагалі сторонні предмети або ділянки оточуючого простору, то похибка вимірювань температури може бути достатньо великою. Так, у випадку вимірювання температури малих за розмірами об'єктів із значних по відношенню до них відстаней (залежно від кутів зору пірометрів вони можуть коливатись від одиниць сантиметрів

до десятків метрів) похибка вимірювання температури може становити десятки відсотків.

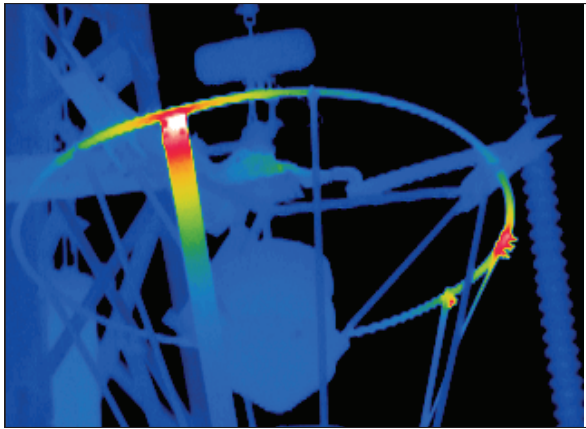
2) Використання пірометрів можливо рекомендувати для вимірювання температур відносно невеликих об'єктів (розміром більше 1,5 – 2 см) із невеликих відстаней для випадків, коли не вимагається висока точність вимірювань і візуалізації температурного поля. Стосовно діагностики вказане застосування виправдане для грубої оцінки стану електроустаткування і контактів та контактних з'єднань в електроустановках до 1000 В.

Для проведення діагностики в електроустановках вище 1000 В особливо на відкритих розподільчих пристроях, де відстані до об'єктів діагностування складають одиниці та десятки метрів, виправданим є використання тільки тепловізорів, незважаючи на їх більш високу вартість.

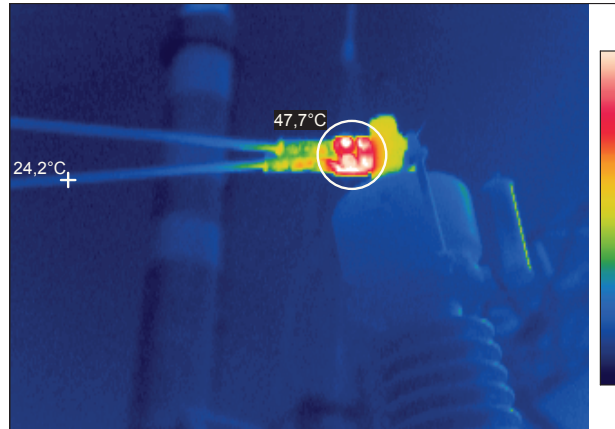
6.3 Використання тепловізійного контролю для визначення технічного стану електроустаткування

6.3.1 Тепловізійний контроль контактів і контактних з'єднань з використанням значень перевищення температури та надлишкової температури

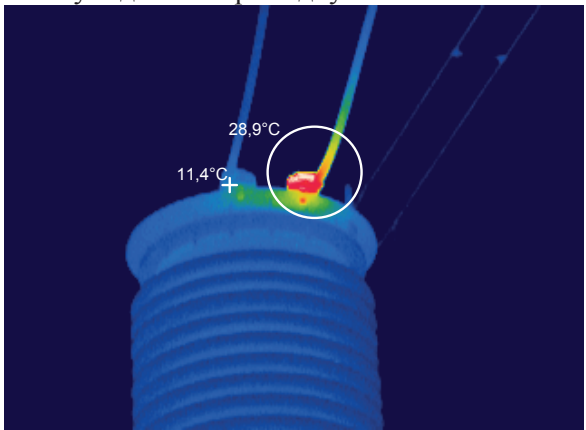
Приклади термограм дефектів контактних з'єднань наведені на рис. 6.4. Граничні (допустимі) значення температури нагріву та її перевищення наводяться в спеціальних нормативних документах у вигляді таблиць для випадків, коли робочі струми навантаження, що протікають через устаткування і струмопровідні з'єднання ($I_{роб}$), дорівнюють номінальним їх значенням ($I_{ном}$). Оскільки, як правило, реальні робочі навантаження відрізняються від номінальних, то використання даних таблиць можливе тільки після перерахунку температур, отриманих під час вимірювань, до значень, що були б отримані за умов протікання через струмопровідні з'єднання номінальних струмів. Проте, для зменшення похибок вказаного перерахунку, нормованими в таблицях значеннями допустимої температури нагріву і перевищення температури слід користуватись у випадках, коли при обстеженні робочі струми навантаження знаходяться в межах від 0,6 до 1,0 номінального значення струму для даного устаткування (значення $I_{роб}$ від $0,6I_{ном}$ до $I_{ном}$).



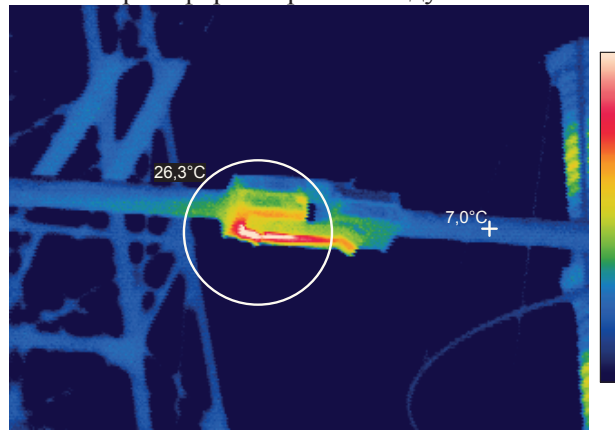
а) дефект зварного з'єднання нерухомого контакту підвісного роз'єднувача 330 кВ



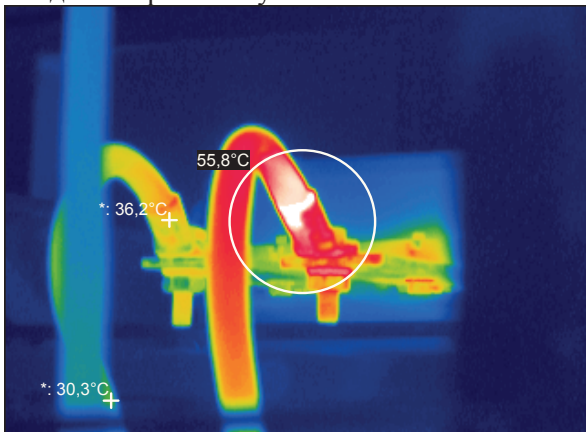
б) дефект болтового з'єднання апаратного затискача трансформаторного вводу 110 кВ



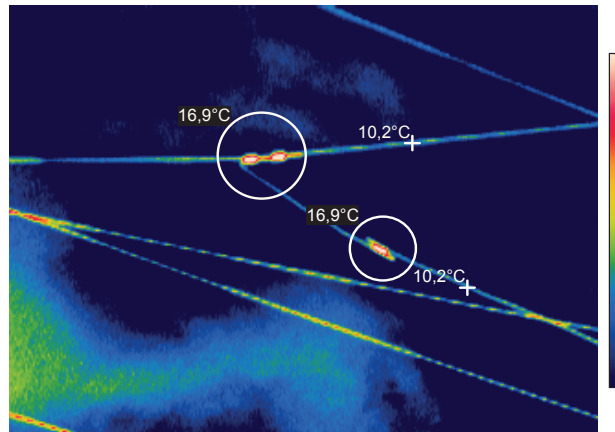
в) дефект болтового контактного з'єднання конденсатора зв'язку з шинами ВРУ 330 кВ



г) дефект контактів ножів роз'єднувача 330 кВ



д) дефект запресованого приєднання наконечника кабеля 0,4 кВ



е) дефект запресованого з'єднання проводів повітряної лінії 110 кВ

Рис. 6.4. Термограми дефектів контактних з'єднань

Значення температур поверхні будь-якого тіла обумовлюється не тільки джерелом нагріву, але і температурою довкілля. Тому для більш достовірної оцінки теплового стану слід користуватись даними перевищення температур.

Таким чином, якщо струм був менше номінального, але не менше $0,6I_{\text{НОМ}}$, тоді значення *перевищення температури*, отримане при робочому струмі, слід перерахувати на номінальний струм за формулою:

$$\frac{\delta T_{0,5}}{\delta T_{\text{роб}}} = \left(\frac{0,5I_{\text{НОМ}}}{I_{\text{роб}}} \right)^2, \quad (6.3.1)$$

де $\Delta T_{\text{НОМ}}$ – перевищення температури при $I_{\text{НОМ}}$; $\Delta T_{\text{роб}}$ – те саме, але при $I_{\text{роб}}$.

Після перерахунку отримані значення $\Delta T_{\text{НОМ}}$ порівнюють з табличними. Для устаткування, що не має дефектів отримані значення не повинні перевищувати значень, вказаних в таблицях.

При струмах навантаження менших за $0,6I_{\text{НОМ}}$ оцінювання стану контактних з'єднань виконується за допомогою *надлишкової температури*, а порівняння з нормованим значенням виконується після перерахунку до $0,5I_{\text{НОМ}}$. Для перерахунків застосовується формула:

$$\frac{\delta T_{0,5}}{\delta T_{\text{роб}}} = \left(\frac{0,5I_{\text{НОМ}}}{I_{\text{роб}}} \right)^2, \quad (6.3.2)$$

де $\delta T_{0,5}$ – надлишкова температури при $0,5 I_{\text{НОМ}}$; $\delta T_{\text{роб}}$ – те саме, але при $I_{\text{роб}}$.

У відповідності з отриманими значеннями $\delta T_{0,5}$ розрізняють наступні зони за ступенями несправностей:

а) *початкова ступінь несправності* – відповідає значенням $\delta T_{0,5} = 5 - 10$ °С. Така несправність потребує усунення у процесі запланованого за графіком ремонту;

б) *дефект, що розвинувся* – відповідає значенням $\delta T_{0,5} = 10 - 30$ °С. Такий дефект потребує усунення при найближчому виведенні устаткування в ремонт;

в) *аварійний дефект* – відповідає значенням $\delta T_{0,5}$ більше 30 °С. Такий дефект потребує негайного усунення.

В галузі електроенергетики визначення теплового стану електроустаткування і струмопровідних частин, що знаходяться в експлуатації, виконується згідно з нормативним документом «СОУ-Н ЕЕ 20.577:2007 Технічне діагностування електрообладнання та контактних з'єднань

електроустановок і повітряних ліній електропередачі засобами інфрачервоної техніки».

Відповідно до нього, вказаними в п. 6.3.1 критеріями слід користуватись під час оцінки теплового стану контактів і болтових з'єднань струмопровідних частин електроустаткування.

6.3.2 Тепловізійний контроль струмопровідних частин (шини, проводи тощо) електроустаткування із використанням коефіцієнта дефектності

Для випадків оцінки теплового стану струмопровідних частин розрізняють наступні ступені несправності, виходячи з наведених нижче значень *коефіцієнта дефектності*:

Не більше 1,2 – початкова ступінь несправності, яку слід тримати під контролем.

Від 1,2 до 1.5 – дефект, що розвинувся. Дефект потребує усунення при найближчому виведенні устаткування в ремонт.

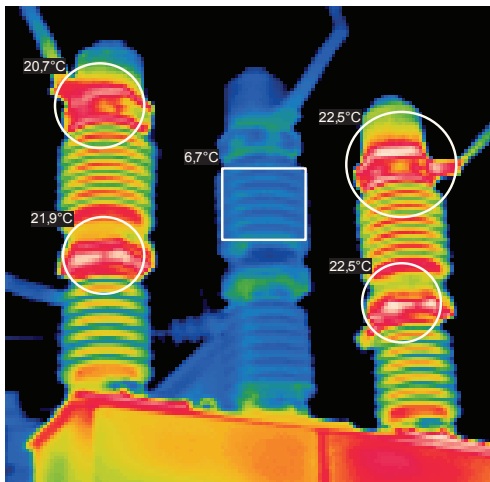
Більше 1,5 – аварійний дефект. Дефект потребує негайного усунення.

Відповідно до нормативного документу СОУ-Н ЕЕ 20.577:2007, вказаними в п. 6.3.2 критеріями слід користуватись під час визначення теплового стану зварних та опресованих з'єднань струмопровідних частин електроустаткування.

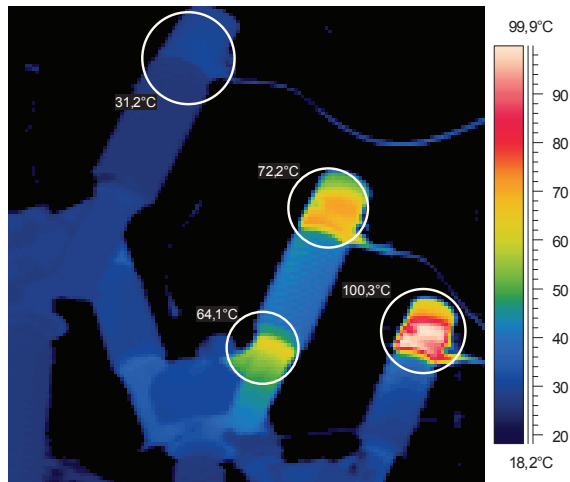
6.3.3 Тепловізійний контроль електроустаткування

На відміну від випадків контролю за технічним станом контактів і контактних з'єднань електроустаткування і його струмопровідних частин, тепловізійний контроль самого електроустаткування (трансформатори, вводи, вимикачі, генератори і т. ін.) відрізняється більшою складністю та різноманітністю інформації, що отримується під час такого контролю (приклади термограм дефектів електроустаткування наведені на рис. 6.5).

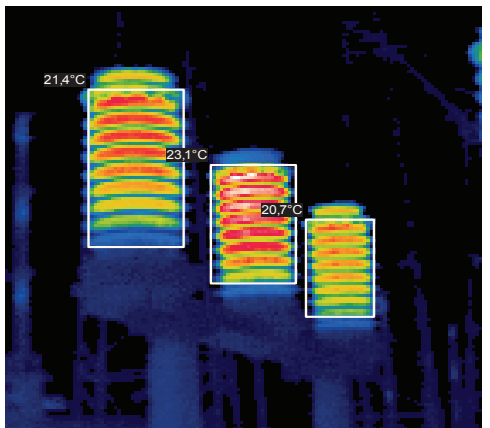
У випадках контролю технічного стану електроустаткування на підставі обстежень за допомогою засобів інфрачервоної техніки необхідно зважати на можливі похибки, які виникають від дії багатьох специфічних параметрів впливу на результати даного методу контролю. Тому рішення за даними такого обстеження слід приймати з урахуванням динаміки зміни теплового стану конкретної одиниці устаткування, порівняння її теплових зображень (термограм) із аналогічними для інших таких же одиниць.



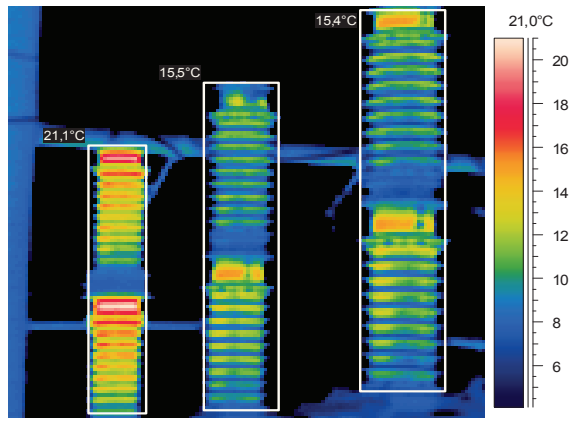
а) підвищений нагрів камер крайніх фаз вимикача ВМК-35



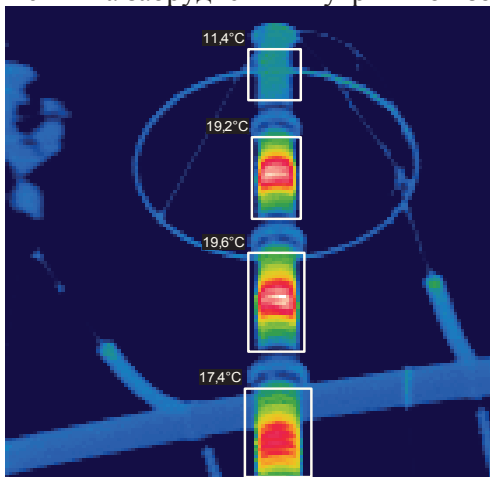
б) нагрів елементів модулів вимикача ММО-110 через наявність дефектів внутрішньої контактної системи



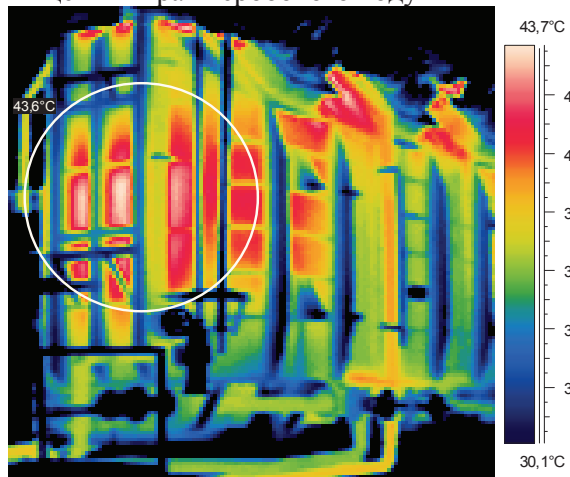
в) підвищений нагрів середньої фази трансформатора напруги НКФ-110 через зволоження та забруднення внутрішньої ізоляції



г) підвищений нагрів лівої фази трансформатора напруги НКФ-220 через наявність підвищених втрат неробочого ходу



д) зволоження верхнього елемента вентиляционного розрядника РВМГ-220



е) місцевий нагрів на стінці бака трансформатора ТДЦГ-125000/220, спричинений витісненням на неї магнітного потоку розсіювання

Рис. 6.5. Термограми внутрішніх дефектів електроустаткування

Необхідно також враховувати фактори, які могли вплинути на теплове зображення, отримане за допомогою засобів тепловізійного контролю, і спричинити вимірювання температур із значними похибками. Наприклад, стан поверхні, якість фарбування та характеристики самої фарби, погодні умови, кути і відстані спостереження і багато інших відносяться до факторів, нехтування якими призведе до отримання недостовірних термограм, а у подальшому – до помилок в інтерпретації інформації тепловізійного контролю: або віднесення устаткування з дефектом до категорії справного, що загрожує надійності роботи мережі, або відбракування устаткування без дефекту, що, в свою чергу, призведе до невиправданих ремонтних витрат.

Відповідно до нормативного документу СОУ-Н ЕЕ 20.577:2007, визначення теплового стану електроустаткування виконується на підставі обробки результатів тепловізійного контролю, яка передбачає для кожного з об'єктів даного контролю:

- аналіз розподілення температур по висоті об'єкта;
- виявлення для об'єкта зон підвищеного нагріву;
- порівняння отриманих для цього об'єкта температур з температурами аналогічних вузлів чи зон подібного за видом і типом устаткування, що працює в тих самих або подібних експлуатаційних умовах.

В названому документі для кожного виду устаткування, крім вказівок стосовно правил проведення тепловізійного обстеження, наведені також значення температур, з якими слід порівнювати результати таких обстежень, у т.ч. після їх належної обробки.

Контрольні питання

1. У чому полягає суть визначення технічного стану електроустаткування за допомогою тепловізійного контролю?
2. Які показники використовують під час визначення технічного стану електроустаткування за допомогою тепловізійного контролю?
3. У чому полягає різниця між перевищенням температури об'єкта (його складової, вузла) і надлишковою температурою об'єкта (його складової, вузла), і в чому відмінність їх застосування?
4. Які прилади застосовуються для проведення тепловізійного контролю устаткування? Які переваги або недоліки мають ті чи інші прилади?
5. На які технічні параметри слід звертати увагу при виборі тепловізора?

6. Як за допомогою значень перевищення температури визначається ступінь несправності електроустаткування?

7. У чому полягають відмінності визначення технічного стану устаткування у порівнянні зі станом контактів і контактних з'єднань?

8. Які фактори можуть вплинути на результати визначення технічного стану устаткування за допомогою тепловізійного контролю?

НАЙБІЛЬШ ЕФЕКТИВНІ МЕТОДИ ВИПРОБУВАНЬ, ЩО ЗАСТОСОВУЮТЬСЯ В ПРОЦЕСІ ЕКСПЛУАТАЦІЇ ЕЛЕКТРОУСТАТКУВАННЯ КЛАСІВ НАПРУГИ 110 КВ І ВИЩЕ ДЛЯ ДІАГНОСТУВАННЯ ЙОГО ТЕХНІЧНОГО СТАНУ

Як вже відмічалось, склад комплексу (сукупності) ефективних методів, які слід використовувати для оцінки технічного стану електроустаткування, залежать, в основному, від виду та класу напруги даного устаткування. Це стосується також і методів, що повинні застосовуватись для діагностування електроустаткування – реалізації процесу визначення технічного стану цих об'єктів з певною точністю. Діагностування може стосуватись як об'єкта в цілому, так і окремих його складових: частин, вузлів, блоків тощо.

Так, стосовно ізоляції чи ізоляційних конструкцій відмітимо наступне: залежно від виду вказаного устаткування, його класу напруги, конструктивних особливостей, може відрізнитись не тільки склад матеріалів, що застосовуються для його ізоляції, але і перелік факторів впливу на цю ізоляцію, наслідки впливу таких факторів, а отже і набір параметрів, які відображують ті чи інші зміни у стані даної ізоляції, як предмету контролю.

Слід зазначити, що раптові пошкодження, розвиток яких відбувається за короткий проміжок часу (хвилини, години), наприклад, виткові замикання в обмотках, для діагностування практично недосяжні і повинні виявлятися та локалізуватися (зупинятись у своєму розвитку) чутливими захистами. Тому основними напрямками пошуку оптимального комплексу методів діагностування вважаються такі, що спрямовані на виявлення розвиткових пошкоджень та зносівих дефектів ізоляції.

До розвиткових пошкоджень можна віднести:

- а) перегрівання елементів конструкції та струмопровідних частин;
- б) деформацію обмоток;

в) часткові розряди.

Зносіві дефекти включають:

- а) зволоження;
- б) забруднення твердими домішками;
- в) газові включення;
- г) старіння.

З урахуванням існуючого на цей час досвіду можна рекомендувати для застосування ряд найбільш ефективних методів діагностування розвиткових пошкоджень та зносівих дефектів ізоляції під час експлуатації електроустаткування класів 110 кВ і вище. Комплекс таких методів представлено нижче в табличному вигляді (таблиця містить посилання тільки на чинні галузеві документи Міненерговугілля України)

Метод	Призначення	Дефекти, що виявляються	Документи, які встановлюють порядок виконання вимірювань
1	2	3	4
<i>Хроматографічний аналіз розчинених в маслі газів</i>	Періодичний контроль силових трансформаторів, шунтуючих реакторів 110 кВ і вище. Епізодичний контроль (за необхідності) вимірювальних трансформаторів, введів силових трансформаторів і шунтуючих реакторів 110 кВ і вище.	Розвиткові пошкодження та зносіві дефекти ізоляції	СОУ-Н ЕЕ 46.302:2006 Підготовка та проведення хроматографічного аналізу вільних газів, відібраних із газового реле, і газів, розчинених у ізоляційному маслі маслonaповненого електрообладнання. Методичні вказівки СОУ-Н ЕЕ 46.501:2006 Діагностика маслonaповненого трансформаторного обладнання за результатами хроматографічного аналізу вільних газів, відібраних із газового реле, і газів, розчинених у ізоляційному маслі. Методичні вказівки.

Глава 7

1	2	3	4
<i>Вимірювання тангенса кута діелектричних втрат та ємності під робочою напругою</i>	Періодичний контроль вимірювальних трансформаторів струму, шунтуючих реакторів, вводів силових трансформаторів і масляних вимикачів 220 кВ і вище (110 кВ – для відповідальних об'єктів).	Розвиткові пошкодження та зносіві дефекти ізоляції	СОУ-Н МПЕ 40.1.46.301:2006 Перевірка ізоляції трансформаторів струму 330-750 кВ під робочою напругою. Методичні вказівки.
<i>Вимірювання тангенса кута діелектричних втрат та ємності під прикладеною напругою, що дорівнює або наближена до робочої</i>	Періодичний контроль вимірювальних трансформаторів струму 110 кВ та вище	Розвиткові пошкодження та зносіві дефекти ізоляції	Галузеві документи, що встановлюють порядок проведення вимірювань – відсутні. Вимірювання проводяться за окремими спеціальними інструкціями.
<i>Вимірювання інтенсивності часткових розрядів</i>	Безперервний (автоматизований) контроль вимірювальних трансформаторів струму, силових трансформаторів, шунтуючих реакторів, вводів силових трансформаторів і шунтуючих реакторів, 330 кВ і вище. Періодичний контроль вимірювальних трансформаторів струму, силових трансформаторів, шунтуючих реакторів, вводів силових трансформаторів і шунтуючих реакторів, 220 кВ (110 кВ – для відповідальних об'єктів).	Розвиткові пошкодження та зносіві дефекти ізоляції	Галузеві документи, що встановлюють порядок проведення вимірювань – відсутні. Вимірювання проводяться за окремими спеціальними інструкціями.

Глава 7

1	2	3	4
Локалізація часткових розрядів маслонеповненого електроустаткування	Епізодичний контроль (за необхідності) силових трансформаторів і шунтуючих реакторів 110 кВ і вище	Розвиткові пошкодження та зносіві дефекти ізоляції	Галузеві документи, що встановлюють порядок проведення вимірювань – відсутні. Вимірювання проводяться за окремими спеціальними інструкціями
Вимірювання опору короткого замикання обмоток трансформаторів	Епізодичний контроль (за необхідності) силових трансформаторів і автотрансформаторів 110 кВ і вище	Деформація обмоток	Експлуатаційний циркуляр № Ц-02-88(Э). Про вимірювання опору КЗ трансформаторів (М.: СПО Союзтехэнерго)
Тепловізійний контроль устаткування та контактних з'єднань	Періодичний контроль вимірювальних трансформаторів, силових трансформаторів, шунтуючих реакторів, вимикачів, роз'єднувачів, конденсаторних батарей, вентильних розрядників, обмежувачів перенапруг, введів силових трансформаторів, шунтуючих реакторів і вимикачів, апаратних затискачів, контактів та контактних з'єднань, інших елементів електроустаткування ВРУ і ПЛ 110 кВ і вище	Розвиткові пошкодження та зносіві дефекти ізоляції	СОУ-Н ЕЕ 20.577:2007 Технічне діагностування електрообладнання та контактних з'єднань електроустановок і повітряних ліній електропередачі засобами інфрачервоної техніки. Методичні вказівки.
Оцінка вологовмісту твердої ізоляції за результатами експлуатаційних випробувань масла	Періодичний контроль силових трансформаторів і автотрансформаторів 110 кВ і вище	Зволоження твердої ізоляції	Галузеві документи, що встановлюють порядок проведення вимірювань – відсутні. Вимірювання проводяться за окремими спеціальними інструкціями

1	2	3	4
<i>Вимірювання струмів провідності вентильних розрядників та обмежувачів перенапруг</i>	Періодичний контроль вентильних розрядників та обмежувачів перенапруг 110 кВ і вище	Порушення працездатності шунтуючих резисторів	Галузеві документи, що встановлюють порядок проведення вимірювань – відсутні. Вимірювання проводяться за окремими спеціальними інструкціями
<i>Комплексний аналіз трансформаторних масел</i>	Періодичний контроль маслонаповненого електроустаткування 110 кВ і вище	Розвиткові пошкодження та зносіві дефекти ізоляції	СОУ-Н ЕЕ 43.101:2009 Приймання, застосування та експлуатація трансформаторних масел. Норми оцінювання якості

За необхідності проведення обстежень під час експлуатації електроустаткування, намагаються, як правило, застосовувати комплексні випробування і вимірювання з якомога повним використанням методів, що дозволяють проводити таке обстеження без виведення устаткування з роботи, без вимкнення його від напруги.

Контрольні питання

1. Чому для визначення технічного стану різних видів та типів електроустаткування слід застосовувати різні за обсягом комплексні випробування?
2. Що являють собою розвиткові та зносіві дефекти ізоляції електроустаткування?
3. Для чого проводяться вимірювання опору короткого замикання обмоток трансформаторів, і яке відношення ці вимірювання мають до прогнозування проблем зі станом ізоляції цього устаткування?
4. Чому вимірювання значень тангенсу кута діелектричних втрат і ємності під робочою напругою можливо проводити не для всіх видів та типів електроустаткування?
5. У чому полягає відмінність вимірювань значень тангенсу кута діелектричних втрат електроустаткування під робочою напругою і під прикладеною напругою?

Список використаної літератури

1. ДСТУ 2860 Надійність у техніці. Терміни та визначення
2. ГОСТ 16504 Система государственных испытаний продукции. Испытания и контроль качества продукции. Основные термины и определения
3. ГОСТ 1516.2 Электрооборудование и электроустановки переменного тока на напряжение 3 кВ и выше. Общие методы испытаний электрической прочности изоляции
4. ГОСТ 1516.3 Электрооборудование переменного тока на напряжения от 1 до 750 кВ. Требования к электрической прочности изоляции
5. ГОСТ 11677 Трансформаторы силовые. Технические условия
6. ГОСТ 10693 Вводы конденсаторные герметичные на номинальное напряжение 110 кВ и выше. Общие технические условия.
7. ДСТУ ІЕС 60044-1 Трансформатори струму.
8. ДСТУ ІЕС 60044-2 Трансформатори напруги індуктивні.
9. ГОСТ 6581 Материалы электроизоляционные жидкие. Методы электрических испытаний.
10. СОУ-Н ЕЕ 20.302:2007 Норми випробування електрообладнання.
11. СОУ-Н ЕЕ 43.101:2009 Приймання, застосування та експлуатація трансформаторних масел. Норми оцінювання якості.
12. СОУ-Н ЕЕ 46.302:2006 Підготовка та проведення хроматографічного аналізу вільних газів, відібраних із газового реле, і газів, розчинених у ізоляційному маслі маслонаповненого електрообладнання. Методичні вказівки.
13. СОУ-Н ЕЕ 46.501:2006 Діагностика маслонаповненого трансформаторного обладнання за результатами хроматографічного аналізу вільних газів, відібраних із газового реле, і газів, розчинених у ізоляційному маслі. Методичні вказівки.
14. СОУ-Н ЕЕ 20.577:2007 Технічне діагностування електрообладнання та контактних з'єднань електроустановок і повітряних ліній електропередачі засобами інфрачервоної техніки. Методичні вказівки.
15. Иерусалимов М.Е., Орлов Н.Н. Техника высоких напряжений, Издательство Киевского университета, 1967, 444 с.
16. Бажанов С.А., Воскресенский В.Ф. Профилактические испытания изоляции оборудования высокого напряжения, М. «Энергия», 1977, 288 с.
17. Алексенко Г.В., Ашрятов А.К., Веремей Е.В., Фрид Е.С. Испытание мощных трансформаторов и реакторов, М. «Энергия», 1978.

Список використаної літератури

18. Кулаковский В.Б. Профилактические испытания изоляции крупных электрических машин. - М.: Гос.энерго. изд-во. 1961.
19. Липштейн Р.А., Шахнович М.И. Трансформаторное масло, М. «Энергоатомиздат». 1983, 296 с.
20. Казарновский Д.М., Тареев Б.М. Испытания электроизоляционных материалов, Ленинградское отделение издательства «Энергия», 1969, 296 с.
21. Гобрей Р.М., Чернов В.Ф., Удод Є.І. Діагностування електроустановок 0,4-750 кВ засобами інфрачервоної техніки. Учбово-методичний посібник., К., ДП «НТУКЦ» АсЕлЕнерго, 2007, 370 с.
22. ГОСТ 21023 Трансформаторы силовые. Методы измерения частичных разрядов при испытаниях напряжением промышленной частоты.
23. Беляевский О.А., Курбатова А.Ф., Идиатуллов Р.М.Использование метода амплитудно-фазовых диаграмм при регистрации сигналов от частичных разрядов и представлении получаемых данных. По материалам сайта: <http://www.mes-sz.spb.ru>
24. О.А. Беляевский, В.Р. Бельцер, А.Ф. Курбатова, Р.М. Идиатуллов Использование метода амплитудно-фазовых диаграмм при регистрации сигналов частичных разрядов и представлении получаемых данных // Новое в Российской электроэнергетике, 2001 г., № 12.
25. Сви П.М. Контроль изоляции оборудования высокого напряжения. – 2-е изд., перераб. и доп.– М.: Энергоатомиздат, 1988.—128 с.: ил.
26. Кучинский Г.С. Частичные разряды в высоковольтных конструкциях. Л.: Энергия. Ленингр. Отд-ние, 1979.
27. Овсянников А.Г., Лазарев Е.А., Живодерников С.В. Система контроля изоляции высоковольтных вводов под рабочим напряжением. В сб. «Методы и средства оценки состояния энергетического оборудования», С.-Пб, 2000.
28. Живодерников С.В., Овсянников А.Г. Мониторинг состояния изоляции вводов под рабочим напряжением. Материалы семинара «Электротехническое оборудование и комплексный подход к применению средств защиты от перенапряжений», Новосибирск, 2005.
29. Абрамов В.Б. Некоторые аспекты пересмотра отраслевого нормативного документа по приемке, применению и эксплуатации трансформаторных масел. – Новини енергетики, 2007, №6.
30. Абрамов В.Б., Проценко О.Р. Методичні вказівки до виконання лабораторних робіт з дисципліни «Діагностика стану та експлуатаційні випробуван-

Список використаної літератури

ня електрообладнання» для студентів спеціальності «Техніка та електрофізика високих напруг». – К: ІВЦ «Видавництво «Політехніка», ч.2, 2003.

31. Абрамов В.Б., Боярчуков Г.М., Яблонский Р.В. Влияние пробоотборников на результаты хроматографического анализа газов, растворенных в масле высоковольтного оборудования. - Энергетика та електрифікація, 2007, №7.

32. Абрамов В.Б., Боярчуков Г.М., Яблонский Р.В. Корректировка результатов хроматографического анализа газов в трансформаторном масле при наличии в пробе пузырьков газа. – Электрические сети и системы, 2006, №5.

33. Абрамов В.Б., Проценко О.Р. Методичні вказівки до виконання лабораторних робіт з дисципліни «Діагностика стану та експлуатаційні випробування електрообладнання» для студентів спеціальності «Техніка та електрофізика високих напруг». – К: ІВЦ «Видавництво «Політехніка», ч.1, 2003.

34. Г.И.Сканави. Физика диэлектриков (область сильных полей). М. Гос. изд-во физико-мат. лит-ры. 1958, 907 с.

35. ГОСТ 20074 Методы измерения характеристик частичных разрядов.

36. Анохін Ю.Л., Кікало В.М., Бржезицький В.О., Гаран Я.О., Маслюченко І.М., Троценко Є.О., Хомініч В.І., Орнатський О.А. Діагностика ізоляції кабельних мереж класу 110 кВ // Энергетика та електрифікація. – 2008. - № 9. – С. 28-29.

37. Бржезицький В.О., Бржезицький В.В., Ісаєв В.В., Кікало В.М., Лапченко А.М., Маслюченко І.М., Троценко Є.О. Мобільна повірочна лабораторія класів напруги 0,22...110 кВ // Метрологічне забезпечення обліку електричної енергії: Матер. 6-ої наук.-практ. конф. / Уклад.: В.М. Кікало, С.В. Білоус. – К.: АВЕГА, 2007. – С. 202 – 204.

38. Вдовико В.П. Частичные разряды в диагностировании высоковольтного оборудования/ В.П. Вдовико. – Новосибирск: Наука, 2007. -155 с.

39. Проценко О.Р., Троценко Є.О. Розрахунок основних характеристик датчика вологості трансформаторного масла // Наукові вісті НТУУ «КПІ». – 2013. – № 5 – С. 23–27.

40. Проценко О.Р., Троценко Є.О. Оцінка можливості використання електроізоляційного паперу як чутливого елемента датчика вологості трансформаторного масла // Наукові вісті НТУУ «КПІ». – 2013. – № 2. – С. 34 – 38.

Зміст

Перелік умовних скорочень та позначень	3
Передмова	5
Вступ	6
Глава 1. ЗАГАЛЬНІ ПИТАННЯ ВИПРОБУВАНЬ ЕЛЕКТРОУСТАТКУВАННЯ.....	8
1.1 Випробування – складова системи забезпечення надійності роботи електроустаткування	8
1.2 Контроль технічного стану електроустаткування	9
1.3 Види випробувань електроустаткування виготовлювачем	13
1.4 Види випробувань електроустаткування у користувача.....	19
Контрольні питання.....	24
Глава 2. ПРОЦЕСИ В ДІЕЛЕКТРИКАХ, СПРИЧИНЕНІ ДІЄЮ ВИСОКИХ НАПРУГ	25
2.1 Пробій діелектриків.....	26
2.2 Поляризація діелектриків	32
2.3 Зміни струмів та напруг в діелектриках	39
Контрольні питання.....	44
Глава 3. КОНТРОЛЬ ДІЕЛЕКТРИЧНИХ ХАРАКТЕРИСТИК ІЗОЛЯЦІЇ	45
3.1 Дефекти ізоляції.....	45
Контрольні питання.....	48
3.2 Конструктивні особливості виконання ізоляції елементів устаткування високої напруги	49
Контрольні питання.....	52
3.3 Визначення електричної міцності ізоляції як метод контролю.....	53
3.3.1 Визначення умов випробування та рівнів випробних напруг	53
3.3.2 Випробування змінною напругою.....	54
3.3.3 Випробування постійною напругою	62
3.3.4 Оцінка стану ізоляції при випробуванні підвищеною напругою	64
3.3.5 Імпульсні випробування.....	66
Контрольні питання.....	74

3.4	Неруйнівні методи випробувань	75
3.4.1	Вимірювання опору ізоляції й коефіцієнта абсорбції.....	75
3.4.2	Ємнісні методи контролю стану ізоляції.....	80
3.4.3	Абсорбційний метод контролю стану ізоляції.....	84
3.4.4	Вимірювання тангенса кута діелектричних втрат.....	90
	Контрольні питання.....	98
3.5	Контроль стану ізоляції електроустаткування за рівнем ЧР	99
3.5.1	Основні характеристики часткових розрядів.....	99
3.5.2	Методи й схеми виміру характеристик часткових розрядів.....	104
3.5.3	Кількісні характеристики ЧР.....	109
3.5.4	Методика виміру ЧР в електроустаткуванні у виробника.....	111
3.5.5	Методика випробувань ізоляції трансформаторів з виміром ЧР.....	113
3.5.6	Припустимі рівні ЧР.....	114
3.5.7	Вимір ЧР в експлуатації.....	117
	Контрольні питання.....	125
3.6	Контроль стану ізоляції електроустаткування за результатами вимірювань струмів небалансу	126
3.6.1	Методичні основи вимірювань струмів небалансу ..	126
3.6.2	Пристрої для вимірювань	134
3.6.3	Критерії оцінки стану ізоляції.....	137
3.6.4	Практичне використання результатів вимірювань струмів небалансу в системі контролю вводів.....	138
	Контрольні питання.....	143
3.7	Вимірювання ємності та тангенсу кута діелектричних втрат при підвищених напругах за допомогою еталонних трансформаторів напруги.....	144
	Контрольні питання.....	149
Глава 4.	ФІЗИКО-ХІМІЧНИЙ АНАЛІЗ ТРАНСФОРМАТОРНОГО МАСЛА, ЯК МЕТОД ВИЗНАЧЕННЯ ТЕХНІЧНОГО СТАНУ МАСЛОНАПОВНЕНОГО ЕЛЕКТРОУСТАТКУВАННЯ.....	150

4.1. Методичні основи застосування фізико-хімічного аналізу трансформаторного масла для діагностики електроустаткування	150
4.2. Використання показників якості трансформаторного масла для визначення технічного стану електроустаткування.....	155
4.3 Особливості визначення показників, що характеризують діелектричні властивості трансформаторних масел.....	160
4.3.1 Пробивна напруга трансформаторних масел.....	160
4.3.2 Тангенс кута діелектричних втрат трансформаторних масел.....	164
Контрольні питання.....	171
Глава 5. КОНТРОЛЬ ТЕХНІЧНОГО СТАНУ ЕЛЕКТРОУСТАТКУВАННЯ ЗА ДОПОМОГОЮ ХРОМАТОГРАФІЧНОГО АНАЛІЗУ РОЗЧИНЕНИХ У МАСЛІ ГАЗІВ	172
5.1 Методичні основи застосування ХАРГ на об'єктах електроенергетики	172
5.2 Технічні засоби проведення ХАРГ	173
5.3 Використання ХАРГ з метою виявлення дефектів маслонаповненого електроустаткування в процесі експлуатації.....	179
5.3.1 Послідовність обробки результатів ХАРГ	179
5.3.2 Метод розрахунку відношень концентрацій газів для визначення виду та характеру дефекту устаткування	181
5.3.3 Графічний спосіб визначення виду та характеру дефекту.....	183
Контрольні питання.....	187
Глава 6. ТЕПЛОВІЗІЙНИЙ КОНТРОЛЬ ТЕХНІЧНОГО СТАНУ ЕЛЕКТРОУСТАТКУВАННЯ.....	188
6.1 Методичні основи застосування тепловізійного контролю на об'єктах електроенергетики.....	188
6.2 Технічні засоби проведення тепловізійного контролю устаткування.....	190

Зміст

6.3 Використання тепловізійного контролю для визначення технічного стану електроустаткування	197
6.3.1 Тепловізійний контроль контактів і контактних з'єднань з використанням значень перевищення температури та надлишкової температури	197
6.3.2 Тепловізійний контроль струмопровідних частин (шини, проводи тощо) електроустаткування із використанням коефіцієнта дефектності.....	200
6.3.3 Тепловізійний контроль електроустаткування.....	200
Контрольні питання.....	202
Глава 7. НАЙБІЛЬШ ЕФЕКТИВНІ МЕТОДИ ВИПРОБУВАНЬ, ЩО ЗАСТОСОВУЮТЬСЯ В ПРОЦЕСІ ЕКСПЛУАТАЦІЇ ЕЛЕКТРОУСТАТКУВАННЯ КЛАСІВ НАПРУГИ 110 КВ І ВИЩЕ ДЛЯ ДІАГНОСТУВАННЯ ЙОГО ТЕХНІЧНОГО СТАНУ	204
Контрольні питання	208
Список використаної літератури	209