

МІНІСТЕРСТВО ОСВІТИ І НАУКИ УКРАЇНИ
Національний університет «Запорізька політехніка»

Електротехнічний факультет

(повне найменування факультету)

Електричних та електронних апаратів

(повне найменування кафедри)

Пояснювальна записка

до дипломного проєкту (роботи)

магістра

(ступінь вищої освіти)

на тему «Діагностика та моніторинг високовольтних трансформаторних
вводів 330 кВ»

Виконав: студент(ка) 2 курсу, групи Е-412 м

Спеціальності 141 Електроенергетика,
електротехніка та електромеханіка

(код і найменування спеціальності)

Освітня програма (спеціалізація)

Електричні та електронні апарати

ЧАБАН І. М.

(ПРИЗВИЩЕ та ініціали)

Керівник ЖОРНЯК Л.Б.

(ПРИЗВИЩЕ та ініціали)

Рецензент БЕМЗА В. А.

(ПРИЗВИЩЕ та ініціали)

МІНІСТЕРСТВО ОСВІТИ І НАУКИ УКРАЇНИ
Національний університет «Запорізька політехніка»
 (повне найменування закладу вищої освіти)

Факультет Електротехнічний факультет
 Кафедра Електричних та електронних
 Ступінь вищої освіти магістр
 Спеціальність 141 Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка
(код і найменування)
 Освітня програма (спеціалізація) Електричні та електронні апарати
(назва освітньої програми (спеціалізації))

ЗАТВЕРДЖУЮ

Завідувач кафедри _____
Петро АНДРІЄНКО
 « 15 » грудня 2023 року

З А В Д А Н Н Я
НА ДИПЛОМНИЙ ПРОЄКТ (РОБОТУ) СТУДЕНТА(КИ)

ЧАБАН Іван Михайлович

(ПРИЗВИЩЕ, ім'я, по батькові)

1. Тема проєкту (роботи) Діагностика та моніторинг високовольтних трансформаторних вводів 330 кВ

керівник проєкту (роботи) к. т. н., доцент ЖОРНЯК Людмила Борисівна
(науковий ступінь, вчене звання, ПРИЗВИЩЕ, ім'я, по батькові)

затверджені наказом закладу вищої освіти від « 01 » листопада 2023 року № 407

2. Строк подання студентом проєкту (роботи) 30 листопада 2023 року

3. Вихідні дані до проєкту (роботи) Напруга найбільша робоча 50 Гц 362 кВ, напруга найбільша робоча фазна вводу 210 кВ, номінальний струм вводу 1000 А, максимальний струм I_{max} 1000 А

4. Зміст розрахунково-пояснювальної записки (перелік питань, які потрібно розробити) Вступ. 1 Техніко-економічне обґрунтування. 2 Огляд сучасних методів діагностики і оцінки технічного стану електроенергетичного обладнання. 3 Огляд існуючих конструкцій високовольтних вводів трансформаторного обладнання. 4 Розрахунок струмопровідного контуру. 5 Розрахунок прохідного ізолятора трансформаторного вводу. 6 Особливості організації захисту та моніторингу трансформаторних вводів з RIP-ізоляцією. Висновки. Перелік джерел посилання

5. Перелік графічного матеріалу (з точним зазначенням обов'язкових креслень, кількість слайдів, плакатів)

Автотрансформатор 330 кВ Загальний вид – А1, 1 лист

Високовольтний ввід Складальне креслення – А1, 1 лист

6. Консультанти розділів проєкту (роботи)

Розділ	ПРИЗВИЩЕ, ініціали та посада консультанта	Підпис, дата	
		завдання видав	прийняв виконане завдання
Технічний	ЖОРНЯК Л. Б., доцент		

7. Дата видачі завдання « 02 » жовтня 2023 року.

КАЛЕНДАРНИЙ ПЛАН

№ з/п	Назва етапів дипломного проєкту (роботи)	Строк виконання етапів проєкту (роботи)	Примітка
1	Техніко-економічне обґрунтування магістерської роботи	02.10.2023	
2	Попередній розрахунок головних елементів апарата	16.10.2023	
3	Повірний розрахунок з висновками про роботоспроможність елементів апарата	23.10.2023	
4	Виконання загального виду виробу, робочих креслень головних вузлів та деталей апарата	31.10.2023	
5	Оформлення розрахунково-пояснювальної записки магістерської роботи	07.11.2023	
6	Узгодження проєкту з керівником	13.11.2023	
7	Перевірка керівником пояснювальної записки магістерської роботи на антиплагіат	27.11.2023	
8	Нормоконтроль та затвердження завідувачем кафедри	30.11.2023	
9	Рецензування магістерської роботи	04.12.2023	
10	ЗАХИСТ МАГІСТЕРСЬКОЇ РОБОТИ	11.12.2023	
11	Здача магістерської роботи до репозиторію	15.12.2023	

Студент(ка)

_____ (підпис)

Іван ЧАБАН
_____ (Ім'я ПРИЗВИЩЕ)

Керівник проєкту (роботи)

_____ (підпис)

Людмила ЖОРНЯК
_____ (Ім'я ПРИЗВИЩЕ)

РЕФЕРАТ

ПЗ: 100 с., 5 табл., 28 рис., 87 джерел.

ВИСОКОВОЛЬТНИЙ ВВОД, ПАПЕРОВА ІЗОЛЯЦІЯ, РВР-ІЗОЛЯЦІЯ, РІР-ІЗОЛЯЦІЯ, RIN-ІЗОЛЯЦІЯ, ТРАНСФОРМАТОРНА ОЛИВА, ФТОРОРГАНІЧНА РІДИНА, ПРОХІДНИЙ ІЗОЛЯТОР, КОМПЕНСАЦІЙНА ПРУЖИНА, ДІАГНОСТИКА, ЧАСТКОВІ РОЗРЯДИ, МОНІТОРИНГ СТАНУ УСТАТКУВАННЯ

Об'єкт дослідження – внутрішня та зовнішня ізоляції високовольтного трансформаторного вводу 330 кВ, 1000 А.

Предмет дослідження – високовольтний ввід 330 кВ, 1000 А силового трансформатора.

Мета роботи – дослідження технологічних та конструкторських методів підвищення ефективності та надійності роботи високовольтних вводів, розрахунок прохідного ізолятора оливонаповненого вводу на 330 кВ з номінальним струмом 1000 А, а також дослідження та розробка методів діагностики та моніторингу їх технічного стану.

Метод дослідження – аналітичний, розрахунковий та математичного моделювання.

Актуальність теми магістерської роботи пояснюється тим, що проблеми з вводами, що виникають під час експлуатації безумовно стосуються і трансформаторів, тому потрібно виявити причини цього проявів і максимально намагатися захищати від них при подальшій експлуатації трансформаторів в енергетичних системах. Понад 60 відсотків від усіх причин виходів зі строю силових трансформаторів належить саме до проблем із вводами. Типологія, особливості пошкоджень залежать від конструктивних деталей усередині механізму та даних про напругу показують менший відсоток поломок нероз'ємних варіантів, але їх ремонт неможливий. Найчастіше можна замінити такі пристрої з потужністю меншою за 100 кВ.

Аналіз ушкоджень силового трансформаторного обладнання 110750 кВ за останні роки показує, що однією з основних причин аварій трансформаторів через пошкодження високовольтних вводів є погіршення стану ізоляції масляного каналу, що призводить до перекриття по внутрішній поверхні нижньої порцелянової покришки.

Проблема ушкодження високовольтних герметичних вводів трансформаторів і шунтувальних реакторів викликає необхідність глибокого вивчення причин, що призводять до пошкоджень вводів, розробки більш досконалих методів контролю стану та заходів щодо підвищення їх надійності.

Дефекти конструкцій вводів багато в чому відрізняються завдяки внутрішній ізоляції характерні для:

- покришки вводів з оливою, тобто механічні пошкодження та протікання через природні фактори;
- твердої ізоляції вводів з оливою, а саме розтріскування, старіння складу, пошкодження порцелянової кришки;
- оливобар'єрної ізоляції, а саме протікання у фарфорі, природне зношування та зменшення внутрішніх показників ізоляції, порушення роботи прокладок та циліндрів;
- паперово-масляних ізоляторів негерметичних, а саме перекриття, що призводить до пробою, зменшення з'єднань на вводах, механічне проведення, порушення об'єму циркуляції масла, зволоження або окиснення вузлів у місцях протікання масла;
- паперово-масляних герметичних ізоляторів, а саме природне старіння складу та випадання осаду, що затрудняє роботу, поява випадків вібрації, поява розрядів у зоні біля кришки, зменшення показників тиску.

Залежно від технічних характеристик вводів при плановому огляді трансформатора фахівець перевіряє, чи з'явилися дефекти з вищезгаданого списку. Виділяють і інші причини, що призводять до зниження чутливості ізоля-

ційних матеріалів обладнання. Їх об'єднали у чотири великі групи для зручності.

Автори публікацій [2, 3, 59, 86] зазначають, що застосування сучасних методів діагностики, ранжирування за станом [6], а також впровадження систем моніторингу електроенергетичного обладнання дозволяє здійснювати контроль технічного стану електрообладнання та виявляти небезпечні дефекти на ранній стадії розвитку без зміни технологічної схеми та режиму роботи електрообладнання та енергооб'єкта в цілому, проводити гнучке планування ремонтів та технічного обслуговування обладнання, тим самим забезпечуючи стабільне та безперебійне електропостачання відповідальних споживачів, що, у свою чергу, призводить до зниження експлуатаційних витрат та витрат підприємства.

Актуальність цієї роботи визначається необхідністю забезпечувати високу надійність роботи силового трансформаторного обладнання, однією з істотних причин зниження якої є ушкодження високовольтних вводів. При цьому пошкодження високовольтних вводів, як показує досвід експлуатації, призводять до аварій трансформаторів з важкими наслідками: вибухів, пожеж, технічних та функціональних відмов допоміжного обладнання.

Публікації. Чабан, І. М. Аналіз конструктивних методів підвищення роботоздатності високовольтних вводів вимірювальних трансформаторів [Електронний ресурс] / Є. М. Гавріков, В. О. Новіков, О. І. Сьотка, І. М. Чабан // Тиждень науки-2023. Електротехнічний факультет Тези доповідей науково-технічної конференції, Запоріжжя, 24-28 квітня 2023 р. [Електронний ресурс] / Редкол.: Вадим ШАЛОМЄЄВ (відпов. ред.) Електрон. дані. – Запоріжжя : НУ «Запорізька політехніка», 2023. – С. 160 – 162. – Режим доступу: https://zp.edu.ua/uploads/dept_s&r/2023/conf/4.1/TN-2023-ETF.pdf.

2) Чабан, І. М. Аналіз конструктивних методів підвищення роботоздатності високовольтних вводів вимірювальних трансформаторів // Тиждень науки-2023. Електротехнічний факультет, Запоріжжя, 24-28 квітня 2023 р.: доповідь. – Запоріжжя: НУ «Запорізька політехніка», 2023.

ЗМІСТ

РЕФЕРАТ.....	4
ВСТУП.....	9
1 ТЕХНІКО-ЕКОНОМІЧНЕ ОБГРУНТУВАННЯ.....	12
2 ОГЛЯД СУЧАСНИХ МЕТОДІВ ДІАГНОСТИКИ І ОЦІНКИ ТЕХНІЧНОГО СТАНУ ЕЛЕКТРОЕНЕРГЕТИЧНОГО ОБЛАДНАННЯ	18
2.1 Діагностика електрообладнання та технологічна структура діагностики електричних станцій та підстанцій.....	27
2.1.1 Перший технологічний рівень (комп'ютерний контроль основного електроустаткування електричних станцій та підстанцій) силових трансформаторів (автотрансформаторів).	28
2.1.2 Періодична діагностика електрообладнання трансформаторних підстанцій під робочою напругою.....	30
3 ОГЛЯД ІСНУЮЧИХ КОНСТРУКЦІЙ ВИСОКОВОЛЬТНИХ ВВОДІВ ТРАНСФОРМАТОРНОГО ОБЛАДНАННЯ.....	32
3.1 Конструкція вводів з паперово-масляною ізоляцією.....	32
3.2 Конструкція вводів з твердою RBP-ізоляцією.....	35
3.3 Конструкція вводів із RIP-ізоляцією.....	39
3.4 Конструкція вводів з елегазовою ізоляцією.....	50
3.5 Застосування азотної подушки.....	53
3.6 Конструкція вводів із ВОІТ.....	55
3.7 Висновки.....	58
4 РОЗРАХУНОК СТРУМОПРОВІДНОГО КОНТУРУ.....	62
4.1 Вибір матеріалу та форми перерізу контуру вводу.....	62
4.2 Розрахунок тороїдальної шини.....	63
4.3 Розрахунок шини прямокутного перерізу.....	65

4.4 Розрахунок контактних з'єднань.....	67
4.5 Перевірка розрахунку контактного з'єднання	69
5 РОЗРАХУНОК ПРОХІДНОГО ІЗОЛЯТОРА ТРАНСФОРМА- ТОРНОГО ВВОДУ.....	71
5.1 Розрахунок термічної стійкості вводу.....	71
5.2 Розрахунок електричної ізоляції вводу.....	72
5.3 Визначення розмірів ізолятора.....	76
5.4 Розрахунок термічної стійкості прохідного ізолятора.....	78
6 ОСОБЛИВОСТІ ОРГАНІЗАЦІЇ ЗАХИСТУ ТА МОНІТОРИНГУ ТРАНСФОРМАТОРНИХ ВВОДІВ З RІP-ІЗОЛЯЦІЄЮ.....	80
ВИСНОВКИ.....	90
ПЕРЕЛІК ДЖЕРЕЛ ПОСИЛАНЬ.....	93

ВСТУП

Світова енергетика в даний час розвивається комплексно в рамках єдиної збалансованої системи енергетика – економіка – природа – суспільство. У цій системі стратегія розвитку енергетики повинна обумовлюватися стратегією розвитку економіки, де головним критерієм енергетичної політики у світі є надійність енергопостачання, екологічна сумісність і рентабельність. Енергопостачання має бути доступним, надійним, економічно вигідним та екологічно прийнятним [1, 39].

Електроенергетика є базовою галуззю, яка забезпечує потреби країни в електричній енергії і може виробляти значний обсяг електроенергії для експорту. Основою електроенергетики країни є Об'єднана електроенергетична система (ОЕС), яка здійснює централізоване електрозабезпечення внутрішніх споживачів, взаємодіє з енергосистемами суміжних країн, забезпечує експорт, імпорт та транзит електроенергії. Вона об'єднує енергогенеруючі потужності, розподільні мережі регіонів України та міждержавні лінії електропередачі, які пов'язані між собою системо утворюючими лініями електропередавання напругою від 220 кВ до 750 кВ і міждержавними магістральними лініями електропередачі. Магістральні електричні мережі – це одна з основних складових ОЕС України, яка налічує 22,3 тис. км ліній електропередачі, з них напругою 330 кВ – 13,2 тис. км. Стан магістральних електричних мереж рік у рік погіршується [1, 39].

Оскільки основне обладнання трансформаторних підстанцій відпрацювало свій розрахунковий технічний ресурс, то відсутність заходів щодо модернізації та реконструкції діючих електричних мереж та підстанцій, а також будівництва нових ліній призводить до зниження надійності роботи ОЕС. Одним із головних шляхів підтримки експлуатаційної надійності та продовження робочого ресурсу основного обладнання на станціях є організація ефективного контролю його стану у процесі експлуатації. Тому при визначенні перспективних завдань і програм розвитку першорядну увагу необхідно при-

діляти розробкам, спрямованим на підвищення ефективності та надійності роботи всього обладнання станцій і підстанцій, створення нових методів діагностування, які дають можливість організувати контроль електрообладнання без його відключення, під робітником напругою, а також на модернізацію обладнання, що знаходиться в експлуатації. При цьому необхідно враховувати сучасні вимоги та тенденції світової електротехніки та електроенергетики.

Вводи для силових трансформаторів – необхідні конструктивні елементи обладнання, до яких пред'являються особливі технічні вимоги. Вводи бувають різних типів, які класифікуються за особливостями конструкції, наповненості олією або іншим хімічним складом, типології ізоляції. Безперечно, є певні проблеми експлуатації залежно від виду елемента, а також основні методи контролю технологічного стану залежно від виду [39...43].

Як зазначається в багатьох джерелах, що опубліковані в [39...43] нетрадиційні методи діагностики сьогодні є найменш витратними, і їх застосування, як свідчить досвід розвинених країн та низки їх великих підприємств, безпосередньо сприяє зниженню кількості аварій та відмов обладнання в електроенергетиці. Використання методології ранжирування дозволяє виконати переоснащення застарілого парку електротехнічного обладнання, а за допомогою систем моніторингу на об'єктах, що знову вводяться, можливо на порядок підвищити надійність системи електропостачання і зменшити витрати на її обслуговування.

Однією з основних цілей є аналіз та впровадження сучасних методів діагностики. Використання таких методів під час виконання робіт із технічного діагностування дає можливість визначати проблемні місця на ранній стадії розвитку дефектів без на ізоляцію. Так, застосування методики виявлення часткових розрядів (ЧР) у кабелях дозволяє розрахувати місце дефекту з точністю до 1% від довжини кабелю ще на стадії зародження. Основними відмінностями сучасних методів діагностики від існуючих вітчизняних та зарубіжних аналогів є:

- виявлення дефектів на ранній стадії їх виникнення (наприклад, реєстрація ЧР у кабелях та силових трансформаторах);
- зменшення витрат на виконання робіт з діагностування (наприклад, діагностика електрообладнання, що знаходиться під робочою напругою без виведення обладнання на ремонт);
- отримання більш точних даних про стан обладнання за допомогою додаткових вимірювань та випробувань, які не передбачаються «Правилами технічної експлуатації електроустановок споживачів» [1].
- Автори багатьох публікацій [1] вказують на те, що недостатня ефективність існуючої практики оцінки технічного стану високовольтних герметичних вводів визнається багатьма організаціями. Зокрема, у [13] зазначалося, що система контролю профілактичного стану високовольтних вводів, що традиційно склалася, яка закріплена в діючих директивних документах, як правило, не дозволяє вирішувати завдання раннього виявлення дефектів масляного каналу. Однак, саме ці дефекти є однією з головних причин ушкоджень герметичних високовольтних вводів трансформаторів.

Прагнення знизити фактор ризику пошкодження високовольтного енергетичного обладнання спонукає вести пошук додаткових показників, крім нормованих у [12], що характеризують стан ізоляції масляного каналу високовольтних герметичних вводів. Пошук характеристик контролю стану ізоляції для виявлення дефектів на ранній стадії їх розвитку вимагає вести розробку методів, засобів та критеріїв, заснованих на глибокому вивченні фізико-хімічних процесів, що відбуваються в ізоляції, оцінці реального ризику пошкодження обладнання, аналізі досвіду експлуатації та процесу діагностичного обстеження на основі нормативних вимог та реальних умов експлуатації.

1 ТЕХНІКО-ЕКОНОМІЧНЕ ОБГРУНТУВАННЯ

Сучасне суспільство вимагає надійного та безперебійного електропостачання. Завданням енергосистем є вироблення, передача і розподіл електроенергії необхідної якості та вартості з мінімальним ризиком для людей та навколишнього середовища. В даний час високовольтні вводи представляють основний елемент трансформаторів та комутаційної апаратури, причому їх вихід з ладу викликає аварійне відключення електрообладнання, яке призводить до величезних економічних втрат через витрати на його ремонт та відновлення працездатності, а також через недовипуск електроенергії споживача. Таким чином, надійність роботи трансформаторного вводу найчастіше визначає надійність роботи всього обладнання.

Вводи для трансформатора є необхідним елементом конструкції (рисунок 1.1). Вони призначаються для ізоляції вивідних кінців обмотки та подальшого кріплення пристрою до різних додаткових приладів та елементів. Виводів існує кілька десятків видів, причому вони різняться залежно від розмірів і форм, потужності, напруги, принципу установки, необхідних технічних особливостей та іншого. Високовольтні вводи є досить простою конструкцією. Класичною конструкцією є така: ізолятор із фарфорової пластини з'єднується з фланцем з якісного чавуну. Останній необхідний для того, що з'єднати вводи та кришку бака надійно та міцно. Струм передається по мідному стрижню, саме він з'єднує обмотку з елементами обладнання. Ізолятор по типу своєї поверхні має дрібні ребра або навіть можуть бути повністю гладкі. Також бувають варіанти із парасольковими ребрами на ізоляторі, завдяки чому вдається уникнути розрядів на поверхні.

Раніше вводи трансформатора мали таку конструкцію, яка не дозволяла прибрати їх і замінити швидко. Доводилося знімати кришку або відкривати активну частину бака, а потім знімати їх і ремонтувати. На нових трансформаторах встановлюються вводи, що мають з'ємну конструкцію. Завдяки то-

му, що немає обойм та фланців, їх легко знімати та замінювати на нові у разі потреби, не піднімаючи сердечник.

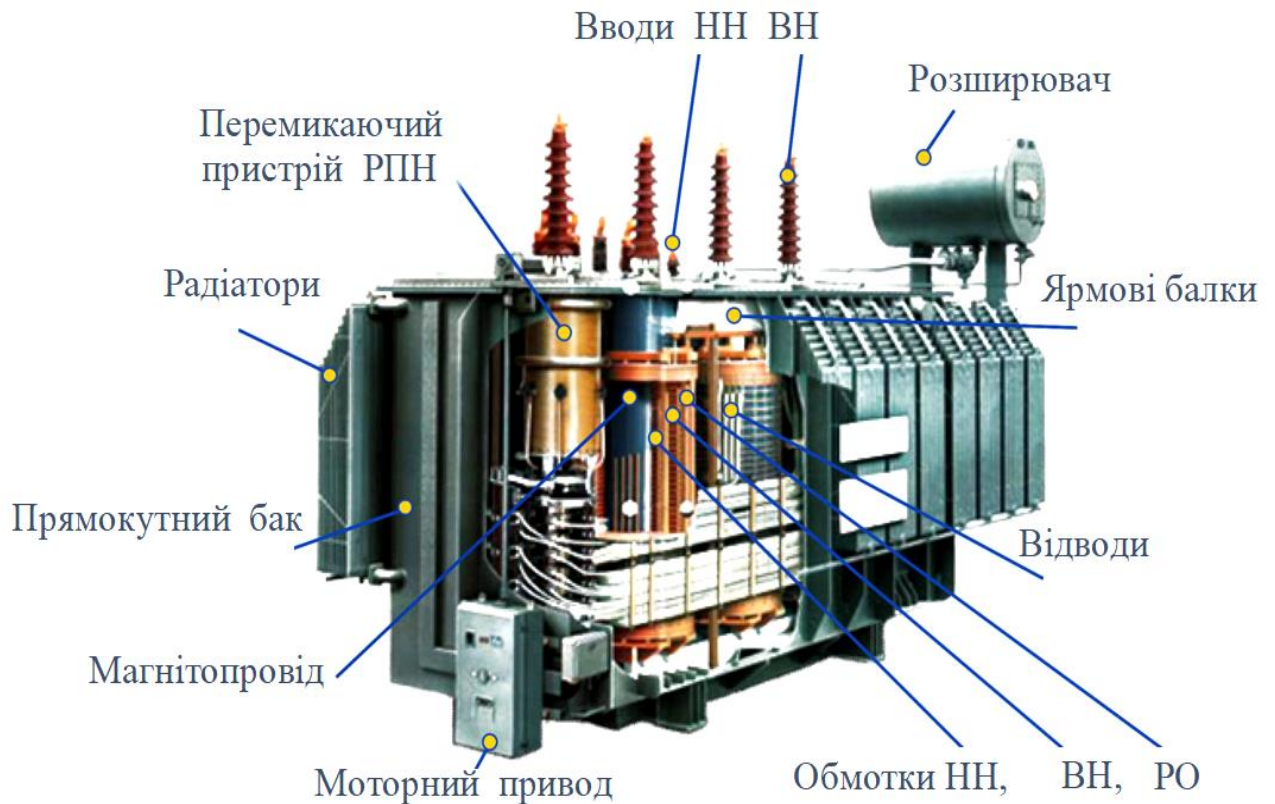


Рисунок 1.1 – Загальний вигляд автотрансформатора із вводами

Просто відкривається пристрій, який притискає вводи до кришки, а потім знімається кільце ущільнювача. Вводи виймається та замінюється. Проблема роботи вводів є в тому, що утворюється сильний магнітний потік. Особливо це стосується обладнання, яке призначається для роботи з великими струмами. Магнітне поле призводить до сильного нагрівання кришки та фланців. Для уникнення поломок, пов'язаних із цим фактором, замінюють фланці зі сталі та чавуну латунними. Також для зменшення нагріву до кришки розміщують вводи разом, причому в один отвір, або роблять діаметр дірки для вводів більше, щоб струмовий стрижень знаходився далі.



Рисунок 1.2 – Високовольтні вводи силового трансформатора

Проблема забезпечення надійної роботи високовольтних вводів є дуже актуальною багато десятиліть не тільки в нашій країні, але й за кордоном. За даними з різних джерел, наприклад [1, 2], відмови трансформаторного обладнання через дефекти вводів становлять до 50% для оливонаповнених вводів та до 30% для вводів з RIP ізоляцією. У зв'язку з масовим переходом до твердого вводу змінилися домінуючі фактори, що викликають пошкодження, але статистика, як і раніше, не дуже втішна. Так, за останні кілька років (з 2006 по 2021 рр.) за даними [3] сталося 78 випадків відмов трансформаторного обладнання через пошкодження високовольтних вводів, і це статистика лише одного трансформаторного заводу.

Накопичений досвід експлуатації та розбирання аварій дозволяє зробити висновок, що основними причинами пошкоджень ізоляції RIP-вводів є дефекти заводського виготовлення, підвищена температура верхніх шарів олії, наявність залишкових механічних напруг, особливо при експлуатації в регіонах з низькими температурами. Різноманітність факторів, що впливають, їх випадковий характер у процесі експлуатації роблять завдання прогнозування терміну служби за результатами періодичних випробувань важко здійснити. При цьому в переважній більшості випадків погіршення електричних пара-

метрів вводів відбувається не миттєво і може бути своєчасно виявлено системою неперервного контролю.

В енергосистемах України продовжує експлуатуватися велика кількість масляного обладнання (МО) на 35, 110, 220 та 330 кВ. Аварійність МО, пов'язана з ушкодженням вводів, вища, ніж силових трансформаторів. Це є наслідком зволоження твердої ізоляції вводів при неправильному зберіганні та експлуатації. У МО застосовують вводи з твердою ізоляцією типу RBP (Resin Bonded Paper) – паперу, склеєного смолою, а вже з 2004 р. типу RIP (Resin Impregnated Paper) – паперу, просоченого смолою. Найсучасніша тверда RIP-ізоляція, теж схильна до впливу вологи, хоча й меншою мірою, ніж RBP-ізоляція [1]. Навіть термовакuumне просочення епоксидним компаундом не усуває повністю гігроскопічність паперу. Молекули компонентів компаунда мають великі розміри в порівнянні з розмірами молекул води і не в змозі створити повну непроникиність для вологи, тому що в найбільш дрібні пори паперу вони не можуть проникнути. Мікропори між молекулами целюлози $\sim 10 \text{ \AA}$, макропори $\sim 25 \div 40 \text{ \AA}$, молекули води $\sim 2,5 \text{ \AA}$, а розміри молекул компонентів епоксидного компаунду $\sim 30 \div 50 \text{ \AA}$ [1]. Основними причинами втрати ізоляційних властивостей у вводи є особливості конструкції МО, коли поверхня нижньої частини вводу не повністю закривається оливою і знаходиться в атмосфері вологого повітря, і умови експлуатації, при яких баки МО негерметичні, в маслі високий вміст води. Інший причиною високої аварійності є недотримання умов зберігання вводи, запропоновані виробником. Частина вводу, яка під час експлуатації повинна бути поза баком МО під впливом факторів навколишнього середовища, має необхідний захист у вигляді зовнішньої ізоляції з порцеляни або силікону. Нижня частина, яка після установки знаходиться всередині бака МО, такого захисту не має. Тому для транспортування та зберігання вводи використовують водонепроникне пакування, всередину поміщають осушуючий матеріал. Однак, після надходження складу споживач зобов'язаний проводити приймальні випробування, після яких вводу необхідно знову ретельно упакувати, для захисту від вологи.

Остання умова виконується який завжди, у разі волога повітря може проникати в основну ізоляцію (рисунок 1.3). Це завжди супроводжується зростанням тангенсу кута діелектричних втрат, рівня часткових розрядів, при тривалому впливі вологи спостерігаються видимі сліди корозії, що проявляються у зміні кольору ізоляції, появі тріщин та бульбашок [2, 3, 4].



Рисунок 1.3 – Пошкодження поверхні вводу з RIP-ізоляцією [2, 3, 4]

Аналіз відмов та пошкоджень високовольтних вводів трансформаторів та масляних вимикачів напругою 110 та 220 кВ показує, що найчастіше у вводах виникають: порушення герметизації вводу, що призводить до витoku олії (14,6 %); руйнування нижньої порцелянової покришки, що призводить до неприпустимого погіршення діелектричних характеристик обладнання загалом (12,2 %); пробій та руйнування остову (14,6 %); зниження якості масла (олії), що підтверджується результатами хроматографічного аналізу (146%) [2].

На підставі перерахованого було прийнято рішення підвищити надійність та ефективність роботи високовольтних вводів конструктивними та технологічними методами і, як наслідок, продовжити термін експлуатації всього обладнання, що було розглянуто в даній роботі.



Рисунок 1.4 – Високовольтні вводи для трансформаторів STARIP®+/STARIP®-Si+ з RIP-ізоляцією виробництва HSP HOCHSPAN-
NUNGSGERATE GMBH (Німеччина) напругою від 24 кВ до 800 кВ зі стру-
мом до 6000 А [2, 3, 4]

2 СУЧАСНІ МЕТОДИ ДІАГНОСТИКИ І ОЦІНКИ ТЕХНІЧНОГО СТАНУ ЕЛЕКТРОЕНЕРГЕТИЧНОГО ОБЛАДНАННЯ

Одним із найважливіших шляхів підвищення надійності експлуатації високовольтних вводів є застосування методів та засобів технічної діагностики. Їхнє застосування дозволяє знизити кількість пошкоджень, зменшити час аварійних простоїв обладнання, ремонтних витрат. При цьому експлуатаційний персонал має бути оснащений методами та засобами, що дозволяють виявляти дефекти на ранній стадії їх розвитку. Раннє виявлення дефектів у поєднанні зі знаннями процесів, що відбуваються в ізоляції, дозволяє дати прогноз розвитку дефекту, правильно побудувати стратегію експлуатації, вибрати оптимальний вид ремонтно-профілактичних заходів.

Одним із основних напрямків сучасної діагностики є пошук та аналіз ЧР в електрообладнанні. ЧР – це електричні розряди, що виникають в ізоляції електрообладнання, в електричних системах, що працюють при напрузі від 3000 В та вище. Відповідно до міжнародного стандарту ІЕС 60270 «Вимірювання часткових розрядів» та ГОСТ 20074-83 «Електрообладнання та електроустановки. Метод вимірювання характеристик часткових розрядів», ЧР – локальний електричний розряд, який шунтує лише частину ізоляції в електроізоляційній системі [1]. ЧР виникають у порожнинах у твердій ізоляції (паперовій або поліетиленовій), у багатошарових системах електродів/провідників, що мають кілька шарів твердої ізоляції, а також у бульбашках газу (у разі рідкої ізоляції) або навколо електродів у газі (коронний розряд) та у більшості випадків є повітряними або масляними проміжками в ізоляції. ЧР небезпечні тим, що призводять до поступового руйнування ізоляції та виникнення електричного пробою. З іншого боку, вимірювання ЧР дозволяє сьогодні енергетичним компаніям завчасно визначати місця майбутніх пошкоджень в електроенергетичному устаткуванні, своєчасно проводити ремонт та уникати серйозних аварій у роботі. Найбільшого поширення набули такі методи виявлення ЧР, як:

- 1) електричний;
- 2) електромагнітний, надвисокочастотний (НВЧ) метод;
- 3) акустичний.

Дані методи застосовуються при діагностуванні оливнонаповненого, повітряного, елегазового обладнання, а саме силових трансформаторів, трансформаторів струму, трансформаторів напруги, роз'єднувачів, вимикачів, обладнання відкритих розподільчих пристроїв, закритих розподільчих пристроїв, кабелів, повітряних ліній електропередачі [2].

Необхідність наявності контакту вимірювальних приладів з об'єктом вимірювання робить електричний метод найскладнішим із перелічених вище. Але саме при такому методі знімається найбільша кількість характеристик ЧР, що дають змогу всебічно вивчити ЧР, у зв'язку з чим цей метод дуже поширений. Також через чутливість методу необхідне застосування комплексу заходів та спеціального обладнання для відбудови від перешкод, що наводяться. В даний час існує безліч виробників випробувального обладнання, в якому застосовується метод виявлення ЧР. На рисунку 2.1 зображено вимірювання ЧР на заземленні нейтралі трансформатора, а на рисунку 2.2 – вимірювання ЧР на високовольтному вводі силового трансформатора.

Електромагнітний (або дистанційний) НВЧ-метод дозволяє виявити ЧР за допомогою спрямованого приймального НВЧ антенного пристрою. Цей метод не вимагає контакту з об'єктом виміру. Застосування цього устаткування залежить від класу напруги, що плюсом даного методу. Недоліками є відсутність кількісної оцінки безлічі характеристик ЧР, а також вплив на електромагнітне випромінювання інших приладів.

Акустичний метод реєстрації ЧР розроблявся з метою виявлення джерела ЧР в устаткуванні, наприклад, у силових та вимірювальних трансформаторах, елегазовому устаткуванні. Простота методу, що здається, не виключає великих труднощів у визначенні місця виникнення ЧР, пов'язаних з необхідністю відбудови від перешкод. Для їх знаходження

використовуються понад чутливі мікрофони, які вловлюють звукові хвилі, розташовані в діапазоні частот вище за поріг чутності.



Рисунок 2.1 – Вимірювання ЧР на заземленні нейтралі трансформатора

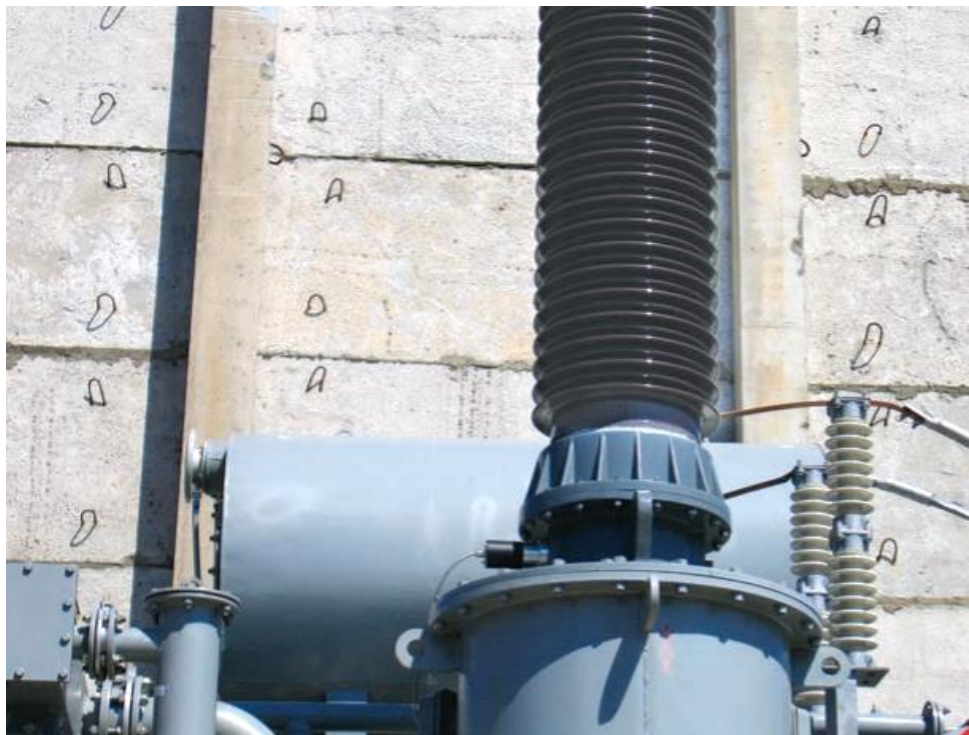


Рисунок 2.2 – Вимірювання ЧР на високовольтному введенні силового трансформатора

Даний метод є дистанційним і дозволяє розташовувати датчики та сенсори в пристроях відкритої конструкції, наприклад, в комірках КРП та шинопроводах. Недоліком цього методу є мала чутливість під час реєстрації ЧР малої інтенсивності.

В даний час ведуться роботи з удосконалення електромагнітного та акустичного методів, щоб наблизити їх застосування до умов експлуатації. Вже зараз дані методи дозволяють проводити обстеження з реєстрацією значень, що отримуються, протягом тривалого періоду і відправкою їх оператору по мережах зв'язку, таким як Інтернет. Фахівці з вимірювання ЧР у всьому світі розділилися на три групи за типом датчиків і частотним діапазоном використовуваних реєструючих приладів. Найбільш активно просувається думка, що для вимірювання ЧР у силових трансформаторах необхідно використовувати лише обладнання, що працює в діапазоні НВЧ (електромагнітний метод), а метод вимірювання ЧР у діапазоні ВЧ (електричний метод) є застарілим. Як справедливо стверджують прихильники такої думки, тільки в НВЧ-діапазоні частот можна ефективно позбавитися основних високочастотних перешкод у трансформаторах – коронних розрядів. Так, це так, але це лише частина питання, що виникає при порівнянні ефективності різних частотних діапазонів у додатку до діагностики трансформаторного обладнання. Дуже важливою, але негативною властивістю використання діапазону НВЧ є те, що в цьому діапазоні частот неможливо коректно провести калібрування всієї вимірювальної схеми. І це однозначно призводить до того, що процедура проведення діагностики стану ізоляції трансформатора стає некоректною.

Зважаючи на думку різних фахівців [], при виконанні робіт з технічного діагностування силових трансформаторів спеціалістами по розробці та проектуванню силових трансформаторів різних компаній-виробників було прийнято рішення про застосування наступних сучасних методів діагностики, наприклад таких, як:

- вимірювання ЧР електричним методом приладом R2200, акустичним методом – приладом UHF Recorder;
- оцінка механічного стану обмоток та магнітопроводу методом амплітудно-частотних характеристик приладом FRAX-101.

Результати, отримані за допомогою перерахованих методів, істотно доповнюють дані, отримані при виконанні регламентних випробувань, і тим самим дозволяють робити точніші висновки про стан обладнання.

Рівень розвитку автоматизованих систем дозволив суттєво розширити можливості та функціональність контролю поточного стану силового трансформаторного обладнання, що є найдорожчим із основного енергетичного обладнання, за допомогою систем моніторингу (СМ) та діагностики. Без такої системи оператор дізнається про проблему тільки при спрацьовуванні попереджувальної або аварійної сигналізації, а часто і після аварійного відключення трансформатора. У більшості випадків система моніторингу дозволяє прогнозувати стан обладнання та робить відключення планово-попереджувальним.

Впровадження систем моніторингу на сьогоднішній день не скасовує необхідності проведення регламентних випробувань, але дозволяє у разі зміни нормативної документації в Російській Федерації оперативно перейти на систему обслуговування за «поточним технічним станом».

Відповідно до цього документа функціонально системи моніторингу повинні забезпечувати:

- безперервний вимір, реєстрацію та відображення основних параметрів силового трансформаторного обладнання в нормальних, передаварійних та аварійних режимах;
- оцінку та прогноз технічного стану контрольованого обладнання на основі математичних моделей.

Збільшення обсягу та характеру інформації про поточний стан трансформаторного обладнання дає можливість реалізовувати в системі моніторингу

нгу складні діагностичні алгоритми, наприклад, здатність навантаження без шкоди для загального терміну служби, прогноз старіння ізоляції та скорочення терміну служби через локальні перегріву або короточасні перевищення напруги. Так, відповідно до ГОСТ 14209-97 (МЭК 354-91) «Посібник з навантаження силових масляних трансформаторів» для всіх трансформаторів напругою вищою за 110 кВ з природним повітряним охолодженням та природною циркуляцією оливи буде розраховуватися максимально нагріта точка трансформатора. У використаному алгоритмі застосовано таку формулу

$$\theta_h = \theta_a + \Delta\theta_{or} \left[\frac{1 + RK^2}{1 + R} \right] + H_{qr} K^Y,$$

де θ_h – температура максимально нагрітої точки;

θ_a – температура охолоджуючого середовища;

$\Delta\theta_{or}$ – перевищення температури олії в нижній частині обмотки;

R – співвідношення втрат;

Y – показник ступеню обмотки;

H_{qr} – градієнт температури найбільш нагрітої точки (олива на виході з обмотки);

K – коефіцієнт навантаження (співвідношення струму навантаження до номінального струму).

Відносна швидкість зносу ізоляції

$$V = 2^{(\theta_0 - \theta_n)/6},$$

де θ_n – номінальна температура ізоляції,

$T_n = 98^\circ \text{C}$;

θ_0 – поточне значення температури максимально нагрітої точки.

Відносне скорочення терміну служби

$$L = \frac{1}{N} \sum_{n=1}^N Vn,$$

де V – швидкість зносу ізоляції;

N – загальна кількість інтервалів;

n – номер інтервалу часу.

Дослідники оцінювання та прогнозування технічного стану контрольованого обладнання на основі математичних моделей вважають за доцільне зазначити, що в інтервалі температур від 98 °С до 140 °С швидкість зносу ізоляції подвоюється при кожному збільшенні температури на 6 °С [4]. Одним з найбільш інформативних приладів для контролю стану трансформаторного обладнання є прилад газового аналізу трансформаторного масла, що встановлюється на трансформаторне обладнання та вимірює вміст розчинених газів та вологи в оліві. На сьогоднішній день на ринку обладнання для систем моніторингу представлені аналізатори, що визначають один-два гази та вміст вологи в оліві, а також промислові хроматографи, що забезпечують повноцінний хроматографічний аналіз розчинених газів і вимірювання вологовмісту. Крім того для отримання точніших діагностичних даних у процесі експлуатації обладнання зовнішнього електропостачання на етапі проектування рекомендується використовувати промислові хроматографи у системі моніторингу. Це дозволить контролювати появу і розвиток дефектів, що швидко розвиваються, тим самим забезпечувати постійний контроль над трансформаторним обладнанням. У результаті трансформатори, крім штатних пристроїв захисту, планується доповнити додатковими пристроями:

- датчиками температури верхніх та нижніх шарів олії;
- датчиками температури повітря на території підстанції;
- приладами газоутримання та вологовмісту в олії бака трансформатора;

- приладами контролю ізоляції високовольтних вводів;
- датчиками контролю струмів та напруги приводів РПН;
- датчиками реєстрації ЧР.

Приклад установки датчиків системи моніторингу на силовому трансформаторі показано на рисунку 2.3.

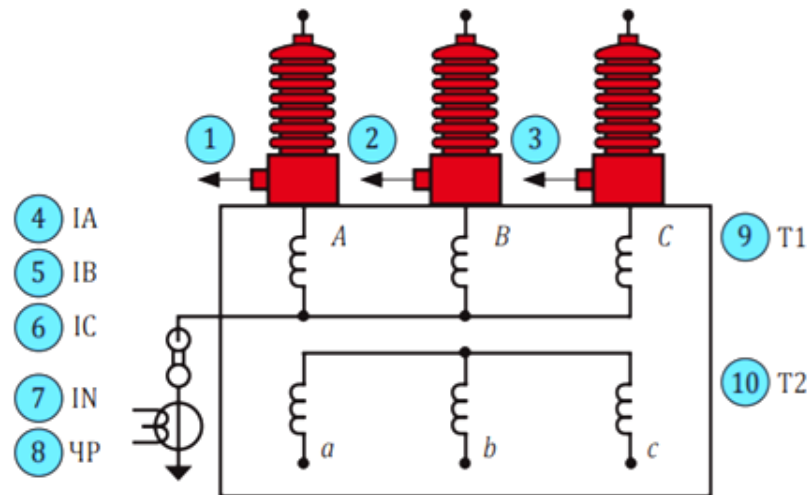


Рисунок 2.3 – Спрощена схема встановлення датчиків на силовому трансформаторі

Таблиця 2.1 – Встановлення датчиків на силовому трансформаторі

Номер датчика	Функціональне виконання
1, 2, 3	Вимірювання струмів провідності, контроль ЧР
4, 5, 6	Вимірювання фазних струмів
7, 8	Вимірювання струму нульової послідовності, контроль ЧР
9, 10	Вимірювання температури верхніх/нижніх шарів оливи

Регламентними способами вміст вологи твердої ізоляції визначається перед вводом в експлуатацію і при капітальному ремонті по вмісту вологи закладених в бак зразків ізоляції. У процесі експлуатації трансформатора оцінка вмісту вологи твердої ізоляції проводиться розрахунковим шляхом. Наприклад, IDAX-300 вимірює ємність і втрати в ізоляції між витками в кі-

льких контрольних точках при зміні частоти за будь-якої температури і здійснює, таким чином, вимірювання вмісту вологи твердої ізоляції. Точність такого способу, виходячи зі світового досвіду з використання даного типу випробувального обладнання, вища за розрахунковий, встановлений на сьогоднішній день нормативними документами.

Крім оцінки зволоження ізоляції трансформаторів, додатково проводяться роботи з діагностики механічного стану обмоток та магнітопроводу методом амплітудно-частотних характеристик (АЧХ) приладом FRAХ-101. Суть методу частотного аналізу полягає у подачі та прийомі синусоїдального сигналу змінної частоти (10 В, від 20 Гц до 2 МГц) [5]. Тестовий сигнал подається з одного кінця обмотки, а результуючий сигнал – знімається з іншого кінця обмотки. Зміни в АЧХ, що записані в різний час, свідчать про зміни механічного стану обмоток, а також дефектів магнітопроводу. Цей метод є альтернативою дослідження короткого замикання трансформатора, який, як відомо, рекомендується проводити для трансформаторів потужністю від 125 МВА і більше.

На рисунку 2.4 показано АЧХ трансформатора Т-1 типу ТОНЬ-4000/35/6 кВ (різниця амплітуди сигналу між усіма фазами не перевищує норм).

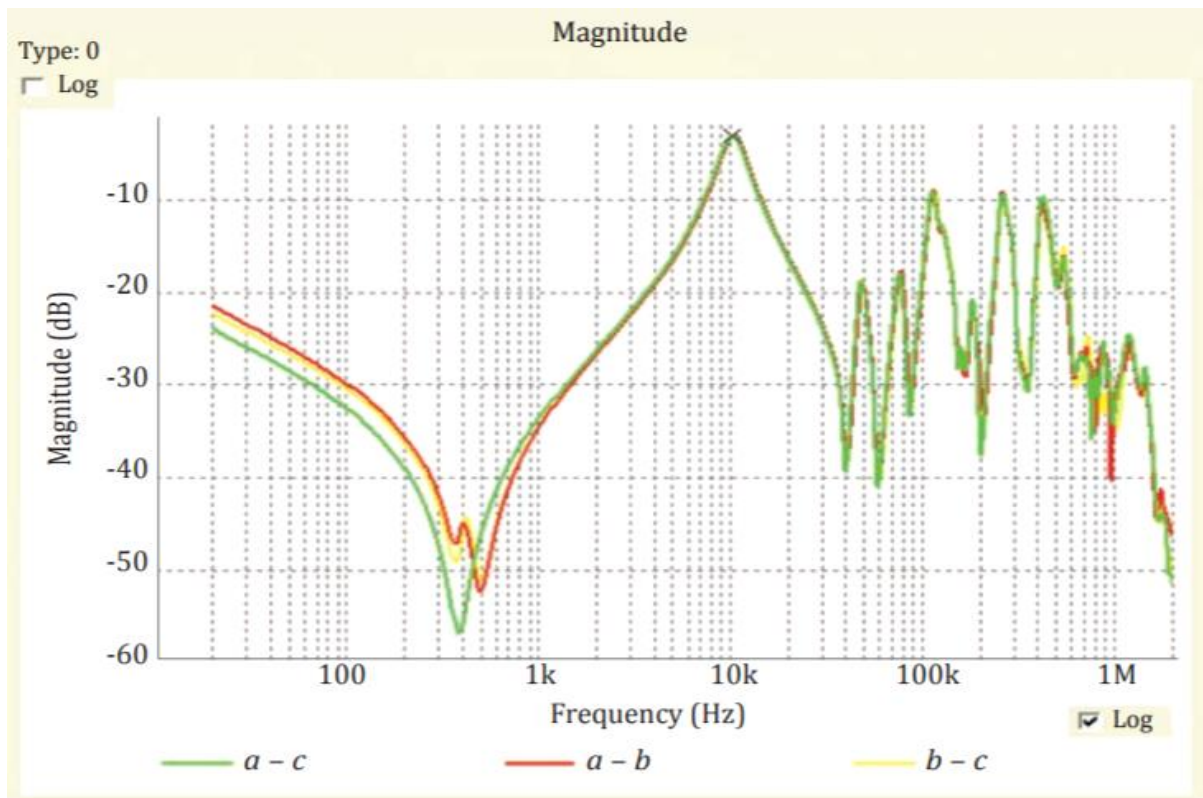


Рисунок 2.4 – АЧХ трансформатора Т-1 типа ТОНб-4000/35/6 кВ

Варто зазначити, що застосування сучасних методів діагностики, ранжирування за станом [6], а також впровадження систем моніторингу електроенергетичного обладнання дозволяє здійснювати контроль технічного стану електрообладнання та виявляти небезпечні дефекти на ранній стадії розвитку без зміни технологічної схеми та режиму роботи електрообладнання та енергооб'єкта в цілому, проводити гнучке планування ремонтів та технічного обслуговування обладнання, тим самим забезпечуючи стабільне та безперебійне електропостачання відповідальних споживачів, що, у свою чергу, призводить до зниження експлуатаційних витрат та витрат підприємства.

2.1 Діагностика електрообладнання та технологічна структура діагностики електричних станцій та підстанцій

Перший технологічний рівень – автоматизований контроль стану основного електроустаткування за результатами моніторингу параметрів нормальних та аварійних режимів роботи.

Цей напрямок роботи не потребує оснащення обладнання додатковими датчиками та пристроями. Первинну інформацію можна отримати від існуючих реєстраторів аварійних подій, існуючої системи АСУ ТП підстанцій та підприємств та АПС КУЕ. Необхідна розробка алгоритмів та програмного забезпечення для включення таких методів контролю до складу існуючих систем АСУ ТП.

На цьому рівні може використовуватися інформація від спеціалізованих систем діагностики, що встановлюються на електрообладнанні. При цьому встановлення таких систем діагностики на електроустаткування має здійснюватися тільки за наявності технологічного та економічного обґрунтування.

Другий технологічний рівень – періодичний контроль параметрів устаткування, що працює у нормальному режимі, під робочою напругою з використанням сучасних методів та апаратури.

Третій технологічний рівень – проведення випробувань та вимірювань на вимкненому обладнанні. Такий контроль повинен здійснюватися тільки в тих випадках, коли відсутні методи та апаратні засоби виявлення будь-яких дефектів обладнання на першому та другому технологічних рівнях або для уточнення характеру та місця дефекту, його небезпеки та технології усунення дефектів (обсяги та методи ремонтно-відновлювальних робіт), виявлених на першому чи другому технологічному рівнях.

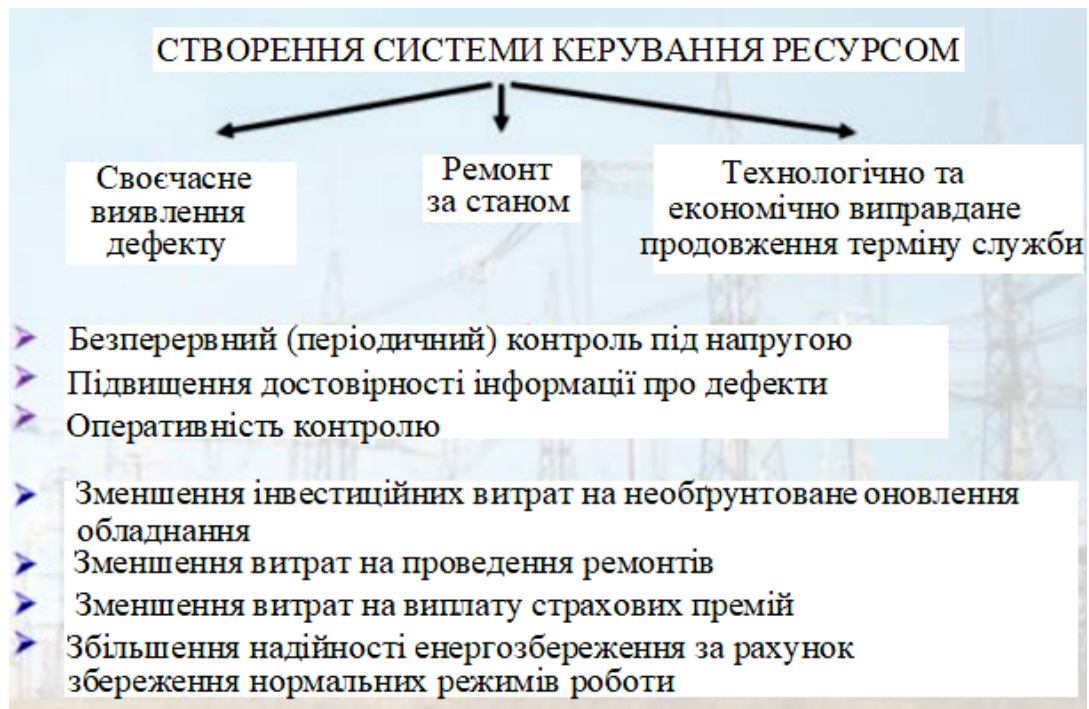


Рисунок 2.5 – Завдання сучасної діагностики

2.1.1 Перший технологічний рівень (комп'ютерний контроль основного електроустаткування електричних станцій та підстанцій) силових трансформаторів (автотрансформаторів)

Організація контролю параметрів нормальних та аварійних режимів роботи дозволяє мати інформацію про:

- величину напруги на всіх обмотках трансформатора у будь-який заданий момент часу;
- величину підвищення напруги понад нормативні значення, дату, час їх виникнення та тривалість;
- величині струмів у всіх обмотках у будь-який заданий момент часу;
- величині перевантажень струмів у всіх обмотках трансформатора, дати, часу їх виникнення та тривалості;
- факт, дату та час відключення та включення трансформатора;
- факт, дату та час перебування трансформатора в режимі «гарячого резерву» (на холостому ході);

- величині реального коефіцієнта трансформації за всіма обмотками в будь-який заданий момент часу;
- факт виникнення відмінностей реального коефіцієнта трансформації від заданого РПН, дати та часу виникнення зазначених відмінностей;
- величину реального опору короткого замикання трансформатора по всіх поєднаннях обмоток у будь-який момент часу;
- величину активних складових опору короткого замикання трансформатора з усіх боків трансформатора у будь-який заданий час;
- факт зміни опору короткого замикання Z_k по всіх поєднаннях обмоток при проходженні через трансформатор струму короткого замикання, дати і часу виникнення зазначених змін;
- факт, дата і час появи відмінностей в активних складових Z_k по всіх сторонах трансформатора;
- реальні втрати холостого ходу в будь-який заданий момент часу;
- факт виникнення відмінностей втрат холостого ходу трансформатора від паспортних значень, дати та часу появи зазначених відмінностей; - якості електроенергії з усіх боків трансформатора у будь-який заданий момент часу;
- • факт погіршення якості електроенергії по всіх сторонах трансформатора понад допустимі значення дати, часу виникнення зазначених погіршень та їх тривалості;
- температурі верхніх шарів олії трансформатора у будь-який заданий момент часу;
- факт, дату та час перевищення температури верхніх шарів олії понад допустимі значення та їх тривалість;
- температурі нагрітої точки обмоток трансформатора в будь-який заданий момент часу;
- факт, дата і час перевищення температури найбільш нагрітої точки обмоток трансформатора понад допустимі значення;

- здатності навантаження трансформатора в різних режимах його роботи і різних погодних умовах відповідно до вимог ГОСТ, величини і тривалості допустимих перевантажень трансформатора в будь-який заданий момент часу;
- залишковий ресурс ізоляції трансформатора в будь-який заданий момент часу;
- струмі через ізоляцію вводів 110 кВ і вище, напрузі на зазначених вводах, їх ємності та $\text{tg}\delta$ у будь-який заданий момент часу;
- факт, дату та час появи змін ізоляційних характеристик ($\text{tg}\delta$, ємності) вводів 110 кВ і вище силових трансформаторів;
- факт, дата та час виникнення аварійних ситуацій на трансформаторі з фіксацією всіх раніше перелічених параметрів відповідно до заданих критеріїв.

2.1.2 Періодична діагностика електрообладнання трансформаторних підстанцій під робочою напругою

Цей вид технічної діагностики відноситься до другого технологічного рівня. Організація моніторингу ізоляції силових трансформаторів 35...750 кВ, які перебувають на прискореному контролі, шляхом реєстрації часткових розрядів комбінованим способом.

Інноваційна складова даної роботи полягає в реєстрації різних фізичних проявів часткових розрядів:

- фіксація електромагнітних випромінювань від одиничних наносекундних імпульсів часткових розрядів антеною, що працює в ультрависокому частотному діапазоні (100...1000 МГц), поміщеною або всередину бака трансформатора або в зони стиків (роз'ємів) різних частин бака трансформатора;
- уточнення місця виникнення часткових розрядів акустичними датчиками, які розміщені на баку трансформатора в ультразвуковому діапазоні.

Такий підхід до організації моніторингу погіршеної ізоляції силових трансформаторів, поставлених на прискорений контроль, дозволяє відстежувати динаміку погіршення ізоляційних характеристик у реальному режимі часу для своєчасного ухвалення рішення про виведення трансформатора у ремонт та оптимізацію характеру та обсягу ремонтних робіт.

Оснащення силових трансформаторів даною системою моніторингу може здійснюватися без відключення трансформатора від мережі та порушення його нормального режиму роботи.



Рисунок 2.6 – Радіочастотні прилади для виявлення часткових розрядів

3 ОГЛЯД ІСНУЮЧИХ КОНСТРУКЦІЙ ВИСОКОВОЛЬТНИХ ВВОДІВ ТРАНСФОРМАТОРНОГО ОБЛАДНАННЯ

На сьогоднішній день широко поширені високовольтні вводи (рисунок 3.1) з такими видами внутрішньої ізоляції як, паперово-масляна ізоляція (БМІ), RBP-ізоляція (Resin Bounded Paper, тобто папір, покритий смолою), RIP-ізоляцією (Resin Impregnated Paper, тобто папір просочений смолою) та з RIN-ізоляцією (Resin Impregnated Nonwoven). Дані види ізоляції забезпечують необхідні характеристики, які зазначені в таблицях 3.1 і 3.2 [3, 4, 5, 6].



Рисунок 3.1 – Конструкція вводу 330 ...500 кВ [9]

3.1 Конструкція вводів з паперово-масляною ізоляцією

В даний час більшість вводів, що знаходяться в експлуатації в енергосистемах різних країн, – це вводи з паперово-масляною ізоляцією (БМІ), що потребують удосконалення та покращення показників якості. У даній конс-

трукції вводу (рисунок 3.2) на струмоведучий стрижень (трубу) або на паперово-бакелітовий циліндр намотується кабельний папір шириною 100-120 мм за способом спірального намотування з позитивним перекриттям. Через певні проміжки між шарами паперу закладаються конденсаторні обкладинки перфорованої алюмінієвої фольги товщиною 0,01 мм для регулювання електричного поля. За більш досконалої технології застосовується намотування у два шари паперу: одного – чистого, а іншого – з друкованим металевим покриттям. Ізоляційний кістяк ізолятора просочується оливам, залитим у порожнину фарфорового чохла. Фахівці відзначають цілу низку переваг, завдяки яким БМІ займає майже монопольне становище у вводах високої напруги. Це насамперед щодо низький рівень діелектричних втрат, висока короткочасна та тривала електрична міцність, сфера застосування до 750 кВ і вище, хороша сумісність з ізоляцією силових трансформаторів та шунтуючих реакторів.

Найважливішим елементом високовольтних вводів є внутрішня ізоляція, якість якої визначає надійність та внутрішній ресурс. Найпоширенішим типом внутрішньої ізоляції на сьогоднішній день була і залишається паперово-масляна ізоляція (OIP – Oil Impregnated Paper). Пізніше з'явилася її альтернатива - тверда RBP (Resin Bounded Paper) ізоляція. Великим кроком уперед стала жорстка RIP (Resin Impregnated Paper) ізоляція [9].

У вводах з БМІ трансформаторна олія здійснює одночасно дві функції: діелектрика та тепловідводне середовище. Однак, відомі і суттєві недоліки БМІ і, як наслідок, проблеми експлуатації вводів, що призводить до високих витрат при обслуговуванні. Зміна якості масла і його діелектричних характеристик, і як наслідок, погіршення загальних ізоляційних характеристик обладнання, призводить до необхідності постійного моніторингу герметичності вводів і тиску масла в них, періодичного відбору масла для визначення його характеристик. У зв'язку з цим пред'являються підвищені вимоги до якості олії, такі як забезпечення необхідного охолодження вводу, за рахунок малої динамічної в'язкості, температури застигання при зняттю навантаженні в умовах холодного клімату. Іншими словами, необхідно відслідковувати як-

ість трансформаторної олії, яка в ідеальному варіанті не повинна змінювати свій хімічний склад протягом тривалого часу, погіршуючи теплову ізоляцію та викликаючи перегрів вводу за рахунок виділених опадів [8...12]. Оскільки при експлуатації оливонаповнених вводів часто виникає потенційна небезпека пробою вводу і можливий витік олії з нього, трансформатора, вимикача або реактора, ведеться інтенсивна робота зі створення нових видів ізоляції. У таких випадках реальна небезпека забруднення навколишнього середовища, а пробою ізоляції або перекриття паперового остова на введенні, як правило, тягнуть за собою руйнування нижньої фарфорової покривки і можливі подальші загоряння трансформаторів, вимикачів або реакторів.

Високовольтні вводи мають несприятливе розташування електродів (ескіз високовольтного вводу зображений на рисунок 3.2), це призводить до вкрай нерівномірного розподілу радіальної та аксіальної складових напруженостей електричного поля [10]. Для вирівнювання напруженості застосовують конденсаторні обкладки з алюмінієвої фольги (або напівпровідного паперу), які закладаються при виготовленні в ізоляцію в процесі її намотування. Доцільність застосування нової RIP-ізоляції пов'язана з тим, що вона не має ряд недоліків, притаманних іншим видам ізоляції. Порівняно з RIP-ізоляцією, БМІ є вибухо- та пожежонебезпечною.

Однак, поряд з високими електроізоляційними властивостями паперово-масляної ізоляції, є у такої конструкції недолік: при пробою ізоляції, виводи просто вибухають, і уламки порцеляни розлітаються на десятки метрів, а іноді через це трапляються пожежі на трансформаторах. Високовольтне вводи, що вибухнуло, означає витік трансформаторного масла з трансформатора і бака масляного вимикача, що стає загрозою екології навколишнього середовища.

Тим не менш, при дотриманні технології та строгому контролю за якістю комплектуючих, діелектричні характеристики цього типу ізоляції такі, що дозволяють використовувати її у вводах усіх класів напруги [].

Приклад таких вводів наведено на рисунку 3.3.

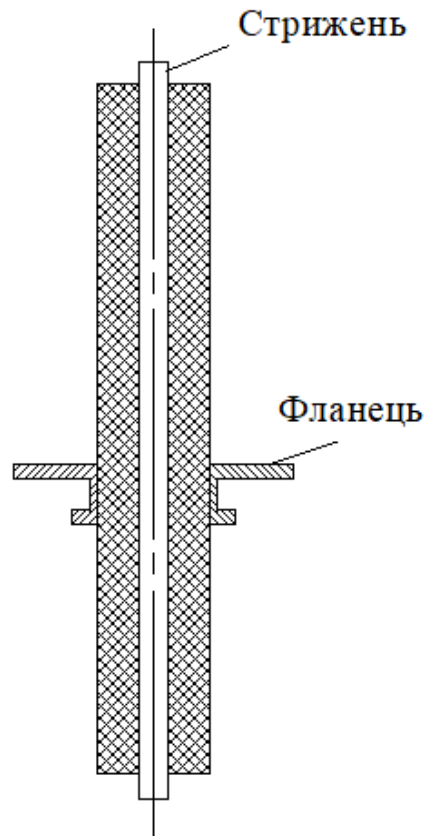
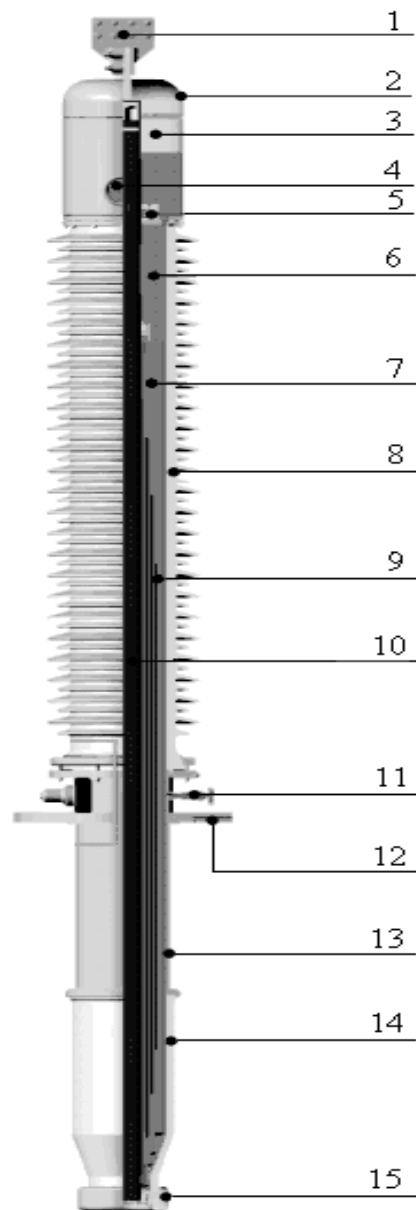


Рисунок 3.2 – Ескіз високовольтного вводу [9]

3.2 Конструкція введів із твердою RBP-ізоляцією

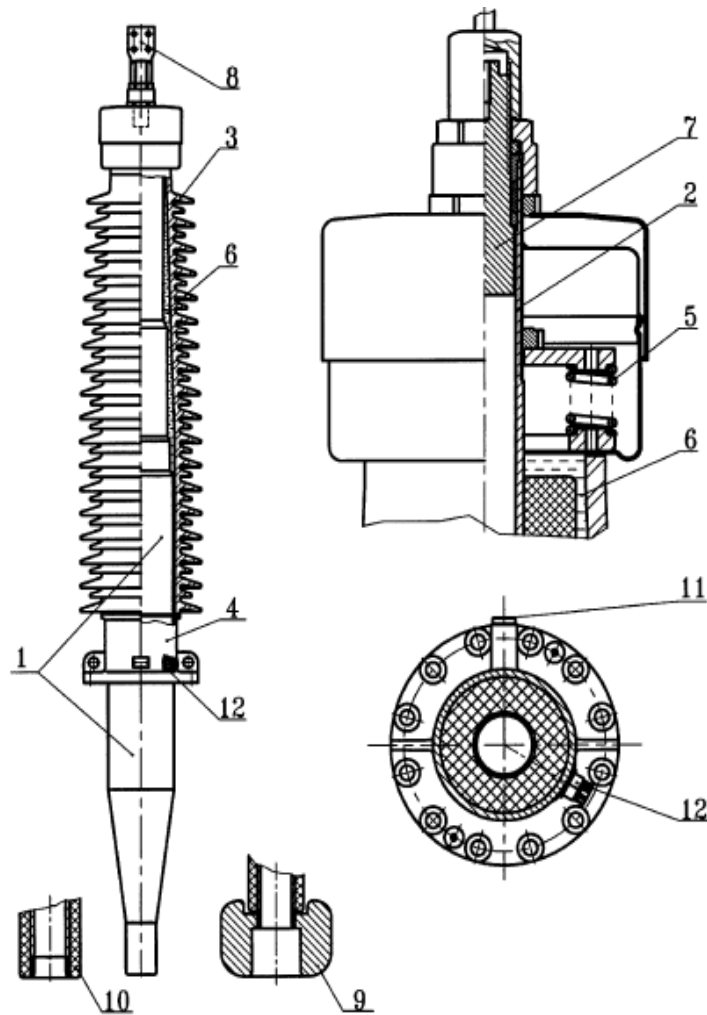
Застосування RBP-ізоляції (рисунок 3.4) виключає витікання олії через пошкоджене вводу, що дозволяє уникнути таких наслідків, як забруднення навколишнього середовища та можливі загоряння трансформаторів у разі використання БМІ.

З 70-х років минулого століття в станах СНД почали випускати високовольтні вводи на напругу 110 кВ з RBP-ізоляцією. Взагалі, випускалися вводи із внутрішньою RBP-ізоляцією двох типів: трансформаторні вводи 110 кВ та номінальний струм 800 А та вводи вимикачів на 35 кВ.



1 – контактна клемма (латунь); 2 – захисний корпус (алюміній); 3 – газ;
 4 – оглядове скло; 5 – пружинний стяжний вузол; 6 – олія; 7 – паперово-
 масляна ізоляція конденсаторного типу; 8 – верхня порцелянова покришка;
 9 – обкладинка заземлювання; 10 – центральна труба (латунь, мідь, алюмі-
 ній); 11 – технологічний вентиль; 12 – опорний фланець (алюміній, сталь);
 13 – сполучна втулка (алюміній, сталь); 14 – нижня порцелянова покришка;
 15 – нижній екран.

Рисунок 3.3 – Конструкція вводу з паперово-масляною ізоляцією [9]



- 1 – тіло вводу; 2 – латунна труба; 3 – фарфоровий ізолятор;
 4 – фланець; 5 – пружинна система; 6 – наповнювач "Мікагель";
 7 – внутрішня контактна шпилька; 8 – зовнішня контактна шпилька;
 9 – екран; 10 – варіант виконання вводу без екрана; 11 – деаераційний отвір;
 12 – тест-вивід.

Рисунок 3.4 – Конструкція вводу із RVT-ізоляцією [9]

Через таке технічне рішення значно підвищилася пожежна безпека обладнання з оливою взагалі, але електроізоляційні властивості виявилися гіршими, ніж у тієї ж паперово-масляної ізоляції. Тому основним типом вводів в енергосистемах, як і раніше, залишалися вводи з паперово-масляною ізоля-

цією. Тим не менш, пізніше намітилася тенденція до того, щоб почати знімати високовольтні вводи з RBP і паперово-масляною ізоляцією, і замінювати їх на вводи з твердою RIP-ізоляцією.

Як основу ізоляції у паперово-бакелітових вводах використовується бакелізований папір, товщиною 0,06 мм, який намотується на струмоведучий стрижень або трубу в гарячому стані, при температурі 160 - 185 °С. Між шарами паперу через певні проміжки закладаються зрівняльні обкладинки з алюмінієвої фольги. Отримана втулка запікається, кінці кістяка оточуються на верстаті з метою надання ізолятору певної форми (частіше конусної), а потім поверхня ізоляційного кістяка покривається вологостійким лаком. Для забезпечення герметичності між втулкою та остовом місця стику додатково заливаються епоксидною смолою. Верхня частина остова, що розташовується в атмосферному повітрі, закривається порцеляноюю покриттям, на яку зверху встановлюється фланець. Стики покриття із сполучною втулкою та верхнім фланцем ущільнюються прокладками з малостійкої гуми. Такі вводи відрізняються простотою виготовлення, компактністю, мінімальним обсягом масла, високою механічною міцністю, порівнянною з міцністю листового гетинаксу. Застосування RBP-ізоляції дозволяє знизити робочу напруженість електричного поля до 1,6-2,0 кВ/мм (тоді як БМІ вона становить від 3,6 кВ/мм до 4,0 кВ/мм). Слід зазначити, що технологія виготовлення RBP-ізоляції призводить до дефектів, які підвищують рівень часткових розрядів у вводах до 250 пКл (як правило, для БМІ він становить 10 пКл). Це пояснюється тим, що смола, яка наноситься на папір при намотуванні, проникає тільки в поверхневий шар, звідси значна частина обсягу паперу залишається не просіченою, тобто в результаті містить велику кількість газових включень. Така недосконалість технології виготовлення вводів з RBP-ізоляцією звужує їхню область застосування в обладнанні до 110 кВ [6, 10, 13].

Альтернативою вводам з масляною ізоляцією є вводи з твердою ізоляцією, виготовлені за RBP- та RIP- технологіями [8...12]. Відмінними ознаками RIP-ізоляції від RBP-ізоляції є низькі діелектричні втрати ($\text{tg } \delta = 0.25-$

0.45%) і низький рівень часткових розрядів. На рисунку 3.3 представлений ескіз загальної конструкції високовольтного вводу з RIP-ізоляцією. Зовнішня ізоляція виходить шляхом одягання з натягом на твердий кістяк циліндричної форми окремих елементів полімерної покривки. Розмір і число ребер визначається необхідною довжиною шляху витoku та макророзрядною напругою.



Рисунок 3.5 – Конструкція вводу з твердою ізоляцією [9]

3.3 Конструкція введів із RIP-ізоляцією

Переваги введів з внутрішньою RIP ізоляцією та полімерною зовнішньою ізоляцією є те, що зовнішній полімерний ізолятор як альтернатива порцелянової покривки являє собою склопоксидну трубу з нанесеними тим або іншим способом гумовими ребрами та двома металевими фланцями для кріплення до сполучної втулки та верхнього фланця вводу. Простір між ізоляційним кістяком і полімерним ізолятором у цьому випадку заповнюється або трансформаторним оливою, або спіненим поліуретаном. Важлива відмінність полімерної ізоляції полягає в тому, що там вдалося за допомогою спеціального покриття остова проводити полімеризацію безпосередньо на кістяк без

будь-якої межі поділу. Відбувається як би дифузія одного матеріалу в поверхневий шар іншого. Крім того, відмінність такої технології полягає в тому, що виготовлення наріжній ізоляції відбувається цілком за один разів незалежно від класу напруги.

При цьому унікальна конструкція пресформ дозволяє розгорнути ливарні форми на суміжних крилах на 90° відносно один до одного, що робить практично неможливим виникнення ковзного розряду по зовнішній поверхні ізоляції. Вводи з полімерної зовнішньої ізоляцією були піддані всім можливим випробуванням з визначення трекінгеррозійної стійкості, стійкості до займання, вологонепроникності, електричним випробуванням межі розділу за допомогою крутого грозового фронту та ін. Після всіх проведених випробувань стан введів залишився незмінним, що говорить про те, що на сьогоднішній день нам вдалося освоїти саму передову технологію нанесення полімерного ребра якої в міру введення виготовляють лише одиниці.

Основними перевагами введів з внутрішньою RIP-ізоляцією та полімерною наружною ізоляцією є:

- відсутність необхідності технічного обслуговування;
- абсолютно суха конструкція, відсутність ізоляційного масла вище опорного фланця введення;
- вогнестійкість. Виключено небезпеку вибуху та пожежі трансформатора через відсутність витоків олії через введення;
- вибухостійка конструкція. У разі пошкодження порцелянового ізолятора в результаті зовнішніх впливів сухий RIP-введення залишається працездатним. При використанні зовнішньої полімерної ізоляції відсутня ризик осколків;
- придатність для експлуатації у місцях з підвищеною сейсмічністю за рахунок використання еластичних матеріалів з гарною удароміцністю.
- чудові характеристики при роботі в умовах забруднення за рахунок гідрофобної силіконової поверхні полімерної покритишки;

- не розбивається при навантаженні-розвантаженні, транспортування та монтажі;
- відсутні обмеження щодо кута на клоні під час встановлення;
- може використовуватися за дуже низьких температурах довкілля;
- мала маса та габарити;
- вводи екологічні. Немає небезпеки через забруднення навколишнього середовища через витік масла.

Поліпшити ізоляційні характеристики вводів, за рахунок відсутності газових включень в остові, дозволяє RIP-ізоляція (рисунок 3.6), сутність якої полягає в тому, що остов намотаний з електроізоляційного паперу і просочений спеціальним епоксидним компаундом під вакуумом. Переваги RIP-ізоляції полягають в тому, що папір для RIP-ізоляції просочується епоксидною смолою у вакуумі, і тому газові включення повністю усуваються, що призводить до зниження рівня часткових розрядів (максимум 5 пКл в умовах дворазової фазної напруги), і зниження діелектричних втрат (тангенс від 0,25 до 0, 45%). Що стосується термічної та механічної стійкості RIP-ізоляції, то дані якості дуже високі (таблиці 3.1 та 3.2) [8...12].

З початку 20-го століття у класах напруги 220...500 кВ багато виробників перейшли на випуск вводів з паперово-масляною ізоляцією та газовою подушкою (ГП) для трансформаторів і масляних вимикачів (див. рисунок 3.6) замість вводів з сильфоним вузлом. У верхній частині вводів є корпус з розташованим усередині об'ємом повітря $\approx 10\%$ від об'єму масла вводу. Для контролю рівня масла служить диск із боросилікатного скла, розташований у корпусі олія покажчика. При цьому через властивість скла не пропускати ультрафіолетові промені старіння масла не відбувається.

Варто зазначити, що вводи з ГП мають деякі особливості, які необхідно враховувати в експлуатації. Зокрема, вводи будуть працювати без надлишкового тиску або, принаймні, при низькому тиску. У стаціонарному режимі, як правило, у ГП встановлюватиметься $P < 0$, що ускладнить контроль за фізико-

хімічними показниками масла через складнощі з відбором проб. Необхідний відбір масла шприцом з додаванням зусилля до штока, що може призвести при поганій герметичності стикування «шприц-вентиль» до попадання бульбашок повітря безпосередньо в відбирається пробу.

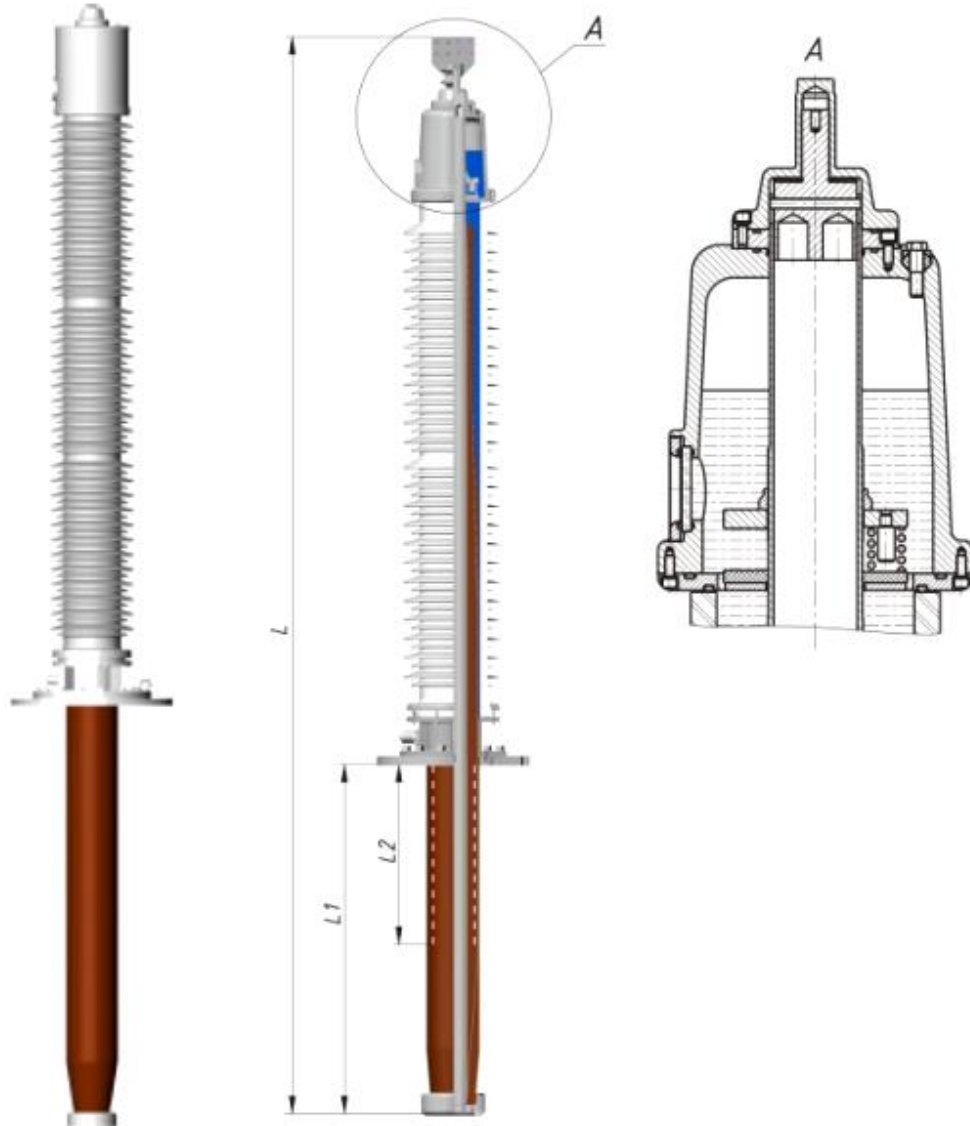


Рисунок 3.6 – ГКП-45-330/1000 01 з оптичним оливоказником

Крім того, наявність ГП вимагає коригування норм по хроматографії розчинених газів в маслі, тому що необхідно враховувати динаміку переходу вуглеводневих газів з олії в газову подушку та точки рівноважного стану. Позитивні результати, що проводились протягом двох років високовольтних

випробувань у статичному режимі та різко змінному режимі дослідних зразків вводів 220...500 кВ дозволили зробити висновок про те, що розроблені конструкції високовольтних вводів з ГП, заповнених оливою, мають знижені значення робочих напруженостей.

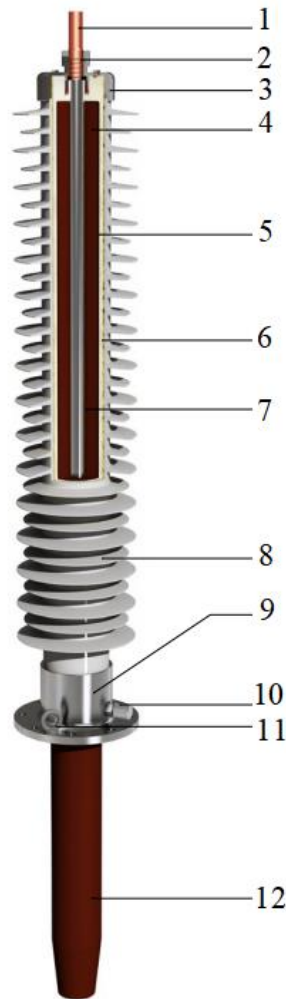


Рисунок 3.7 – Конструкція вводу з RIP-ізоляцією <http://new.abb.com/ru>

На рисунку позначені наступні вузли та матеріали вводу з RIP-ізоляцією, що розроблений і виготовляється фірмою АВВ:

- 1 – внутрішня контактна шпилька;
- 2 – запірне кільце із пружинної сталі;
- 3 – алюмінієвий фланець;
- 4 – RIP - остов – коло послідовних циліндричних конденсаторів, намотаних на дріт чи трубу;

5 – Мікагель (Micagel) – спеціальний запатентований склад, застосовується як додатковий захист RIP- остова від впливу довкілля, який є хімічно вивіреном складом компонентів;

6 – фібергласовий циліндр – додатковий захист від механічних впливів;

7 – конденсаторна конструкція означає, що в рулон спеціального кріпрованого паперу, що намотується на дріт, вкладаються алюмінієві обкладинки (в основі цього технічного рішення є математична точність виготовлення обкладинок та їх намотування на остов. Коректність математичної моделі розподілу електричного поля заснована на наукових дослідженнях та досвіді експлуатації);

8 – зовнішня ізоляція для зовнішньої установки (за вибором замовника може бути або фарфор, або полімер);

9 – фланець кріплення, який має у своїй конструкції інтегрований тест-вивід. Спеціальна конструкція тест-виводу (ПН) гарантує надійне заземлення останньої обкладки RIP-остова;

10 – тест-вивід;

11 – Рим-болт;

12 – RIP-остов.

Завдяки матеріалам, які застосовуються в RIP-вводах транспортування можливе в будь-якому положенні.

Серед усіх виробників високовольтних вводів у світі лише 4 виробляє вводи на надвисокі класи напруги. В даний час серійно випускаються вводи для трансформаторів і реакторів навіть на клас напруги 750...1150 кВ з компенсатором об'єму масла у вигляді сильфонного вузла, розташованого в окремому винесених баках. В даний час зібрано і проходить приймальні випробування введення 750 кВ для трансформаторів з газовою подушкою у верхній частині корпусу вводу.

Таблиця 3.1 – Вимоги до ізоляції вводів з твердою, паперово-масляною та RIP-ізоляцією (клас напруги 110 кВ) [8...12]

Вводи з паперово-масляною ізоляцією			Вводи з твердою RBP-ізоляцією			Вводи з твердою RIP-ізоляцією		
1			2			3		
Норми по ГОСТ 10693-81	Норми по ІЕС 137	Норми "АББ ЭИ Бушинг"	Норми по ГОСТ 10693-81	Норми по ІЕС 137	Норми "АББ ЭИ Бушинг"	Норми по ГОСТ 10693-81	Норми по ІЕС 137	Норми "АББ ЭИ Бушинг"
Тангенс кута діелектричних втрат головної ізоляції								
Не більше 0,7% при напрузі 107 кВ	Не більше 0,7% при напрузі 74,6 кВ	Не більше 0,55% на всіх ступенях напруги от 10 кВ до однохвилинної випробувальної 265 кВ	Не більше 1,0% при напрузі 76 кВ	Не більше 1,5% при напрузі 74,6 кВ	Не більше 0,75% при напрузі 76 кВ	Норми на RIP ізоляцію в ГОСТ не встановлені	Не більше 0,7% при напрузі 74,6 кВ	Не більше 0,5% на всіх ступенях напругах від 10 кВ до однохвилинної випробувальної 265 кВ

Закінчення таблиці 3.1

1			2			3		
Приріст тангенса кута діелектричних втрат головної ізоляції								
Не більше 0,3% при зміненні напруги від 38 кВ до 108 кВ	Не більше 0,1% при зміненні напруги від 74,6 кВ до 123 кВ	Не більше 0,03% при зміненні напруги від 10 кВ до 170 кВ	Не більше 0,3% при зміненні напруги від 38 кВ до 108 кВ	Не більше 0,4% при зміненні напруги від 74,6 кВ до 123 кВ	Не більше 0,05% при зміненні напруги від 38 кВ до 109 кВ	Норми на РІР ізоляцію в ГОСТ не встановлені	Не більше 0,1% при зміненні напруги від 74,6 кВ до 123 кВ	Не більше 0,05% при зміненні напруги від 38 кВ до 123 кВ
Рівень часткових розрядів								
Не більше 10 пКл при напрузі 109 кВ	Не більше 10 пКл при напрузі 107 кВ. Не більше 5 пКл при напрузі 74,6 кВ	Не більше 5 пКл при напрузі 109 кВ після витримки при випробувальній напрузі	Не більше 10 пКл при напрузі 109 кВ	Не більше 250 пКл при напрузі 107 кВ. Не більше 100 пКл при напрузі 74,6 кВ	Не більше 250 пКл при напрузі и 109 кВ. Не більше 100 пКл при напрузі 76 кВ	Норми на РІР ізоляцію в ГОСТ не встановлено	Не більше 10 пКл при напрузі 107 кВ. Не більше 5 пКл при напрузі 74,6 кВ	Не більше 5 пКл при напрузі 142 кВ.

Таблиця 3.2 – Вимоги до ізоляції вводів з твердою, паперово-масляною та RIP-ізоляцією (клас напруги 220 кВ) [8...12]

Вводи з паперово-масляною ізоляцією			Вводи з твердою RIP-ізоляцією		
Норми по ГОСТ 10693-81	Норми по ІЕС 137	Норми "АББ ЭИ Бушинг"	Норми по ГОСТ 10693-81	Норми по ІЕС 137	Норми "АББ ЭИ Бушинг"
Тангенс кута діелектричних втрат головної ізоляції					
Не більше 0,7%	Не більше 0,7%	Не більше 0,55%	Норми на RIP ізоляцію в ГОСТ не встановлено	Не більше 0,7% при напрузі 74,6 кВ	Не більше 0,5% на всіх ступенях напругах от 10 кВ до однохвилинної випробувальної 265 кВ
Приріст тангенса кута діелектричних втрат головної ізоляції					
Не більше 0,3%	Не більше 0,1%	Не більше 0,03%	Норми на RIP ізоляцію не встановлено	Не більше 0,1%	Не більше 0,05%
Рівень часткових розрядів					
Не більше 10 пКл при $U=1,5 U_{ф}$	Не більше 10 пКл при $U=U_{ф}$ Не більше 5 пКл при $U=1,05U_{ф}/\sqrt{3}$	Не більше 5 пКл при $U=3 U_{ф}$	Норми на RIP ізоляцію в ГОСТ не встановлено	Не більше 10 пКл при $U=U_{ф}$ Не більше 5 пКл при $U=1,05U_{ф}/\sqrt{3}$	Не більше 5 пКл при $U=2U_{ф}$

Застосування вводів із RIP-ізоляцією дозволяє отримати оптимальний розподіл електричного поля та напруженості. Також високовольтні вводи з RIP-ізоляцією мають високу вогнетривкість і практично усувають ризик пожежі.

Навіть при пробі всередині бака силового трансформатора або бакового масляного вимикача високовольтне вводи з RIP-ізоляцією, будучи "пробкою", перешкоджає надходженню кисню всередину бака і, відповідно, спалаху трансформаторного масла.

Основними перевагами вводів з внутрішньою RIP-ізоляцією є:

- низькі діелектричні втрати (менше 0,5%);
- низький рівень часткових розрядів при подвійній найбільшій фазній напрузі (менше 5 пКл);
- робоча напруженість електричного поля (від 4,0 кВ/мм до 6,0 кВ/мм);
- висока механічна стійкість;
- висока термічна стійкість;
- відсутність нижньої порцелянової покришки;
- зменшення витрат на технічне обслуговування;
- вогнестійкість та вибухостійкість (в разі пошкодження фарфорового ізолятора через зовнішній вплив сухий RIP-ввід залишається працездатним);
- відсутні обмеження щодо кута нахилу при установці;
- можливість їх використання при дуже низьких температурах навколишнього середовища;
- високий рівень безпеки для обслуговуючого персоналу;
- мала маса та габарити;
- вводи абсолютно безпечні з погляду екології, через те, що немає небезпеки забруднення навколишнього середовища через витік олії.

Конструкція вводів з RIP-ізоляцією дозволяє використовувати, як фарфорові, так і полімерні покришки в якості зовнішньої ізоляції. Такі покришки

є склоепоксидною трубою з гумовими ребрами і двома металевими фланцями для кріплення до з'єднувальної втулки і верхнього фланця вводу. Простір між ізоляційним остовом і полімерним ізолятором заповнюється або трансформаторним оливою, або спіненим поліуретаном.

Обидва види ізоляції, фарфорова та полімерна, успішно застосовуються та експлуатуються протягом усього терміну служби, і її вибір часто залежить від географічного розташування об'єкта, місцевих реалій та просто переваг замовника.

Полімерні покриття мають ряд переваг, такі як:

- підвищену стійкість до впливу довкілля;
- менша вага;
- високий рівень безпеки для обслуговуючого персоналу;
- чудові характеристики при роботі в умовах забруднення за рахунок гідрофобної силіконової поверхні полімерної покриття;
- хороша ударостійкість;
- менший ризик пошкоджень під час транспортування та монтажу.

Всі дослідження доводять, що застосування введів з полімерною кришкою в районах з підвищеною сейсмобезпекою є найбільш перспективним [8, 10, 12, 15]. В експлуатації високовольтні вводи з RIP-ізоляцією вимагають мінімального догляду, а саме, вимірювання тангенсу кута діелектричних втрат та ємності періодичністю один раз на шість років, а також чищення фарфору в міру його забруднення. Хоча область їх застосування обмежена напругою 330 кВ, однак можна зробити висновок, що вводи з RIP-ізоляцією є на сьогодні найбільш перспективними для трансформаторів, вимикачів і реакторів до 330 кВ.

На сьогоднішній день однією з невирішених проблем, що перешкоджають ефективній експлуатації впроваджених пристроїв контролю та захисту введів з RIP ізоляцією, є практично повна відсутність у рамках нормативної документації, що регламентує вимоги до таких пристроїв, до їх викорис-

тання та правил їх експлуатації. Чинні нормативні документи застаріли, дуже суперечливі і не відповідають сучасній практикою. Так, у [4] та [5] вказується, що необхідно забезпечувати під робочою напругою безперервний (автоматичний) контроль стану високовольтних вводів від 110 кВ і вище за зміною абсолютного значення кута діелектричних втрат $\text{tg}\delta$ та ємності ізоляції. Для силових трансформаторів і шунтувальних реакторів напругою, більшою за 110 кВ прямо вказується, що вони мають бути обладнані системами автоматичного контролю вводів під робочою напругою щодо зміни $\text{tg}\delta$ і ємності ізоляції. При цьому визначено, що кожний ввід незалежно від класу напруги повинно мати вимірювальний висновок для забезпечення можливості його технічної діагностики

3.4 Конструкція вводів з елегазовою ізоляцією

Вводи з елегазовою ізоляцією (рисунк 3.8) застосовуються до 1100 кВ для обладнання з елегазовою ізоляцією і можуть бути розташовані вертикально, горизонтально та під кутом.

Елегаз у порівнянні з оливою та твердими ізоляційними матеріалами має певні переваги, головні з яких: мала провідність та відсутність діелектричних втрат, незалежність у однорідному полі електричної міцності. Чистий газоподібний елегаз інертний і за звичайних експлуатаційних умовах не діє ні на які матеріали, що застосовуються в апаратобудуванні. Має підвищену тепловідвідну здатність. Елегаз при правильній експлуатації не старіє і не вимагає ретельного догляду і додаткових спеціальних пристроїв (зливних колодязів, розширювальних баків) як це потрібно у разі застосування трансформаторного масла. Однак на даний момент вводи з елегазовою ізоляцією не знайшли широкого поширення, оскільки продукти розкладання елегазу в результаті дії розрядів токсичні і хімічно активні, до того ж, вони мають великі експлуатаційні витрати.



Рисунок 3.8 – Конструкція вводу з елегазовою ізоляцією [13, 16]

Для підключення трансформаторів до розподільних пристроїв з елегазовою ізоляцією застосовують високовольтні вводи олива-елегаз, які є самостійними конструктивними елементами, від якості та надійності яких залежить цілісність та працездатність всього енергоблоку. Під'єднання силових трансформаторів (реакторів) до розподільних пристроїв з елегазовою ізоляцією здійснюється за допомогою трансформаторних вводів олія-елегаз. Приєднання КРПЕ до кабельних ліній виробляють за допомогою кабельних уводів. Основною ізоляцією вводи КТкб-90-550/1000 О, зображеного на рисунку 3.9, є ізоляційний остов, виготовлений за RIP-технологією (4). Остов склада-

ється з електроізоляційного паперу, просоченого епоксидною смолою у вакуумі з розташованими всередині обкладинками з алюмінієвої фольги (3), що рівномірно розподіляють електричне поле усередині вводи. Високовольтне з'єднання елегазової частини виконано з латунного контактного наконечника (1) з різьбовими отворами. Під наконечником розташований вузол герметизації (2), що являє собою ряд ущільнювальних кілець круглого перерізу із спеціального, стійкого до елегазу матеріалу. Вузол обидві випікає високу герметичність від витоків газу навіть при вкрай низьких температурах. Фланець уведення (8) також забезпечений ущільненнями (6) між ізоляційним остовом і сполучною втулкою на елегазовій стороні вводи, завдяки чому виток елегазу з бака КРПЕ через вводи виключено. Фланець на стороні трансформатора (11) ущільнений за допомогою оливостійких ущільнювальних кілець (12). Обидва фланці прикріплені до сполучної втулці вводи (10) за допомогою болтів. На сполучній втулці розташований вимірювальний висновок (9) та отвір для випуску повітря із бака трансформатора (5). Струмний контакт на стороні трансформатора виконаний у вигляді контактної пластини з двома отворами для приєднання відведення трансформатора (14). У нижній частині вводи є кільцеве гумове ущільнення (13), яке перешкоджає попаданню трансформаторного масла всередину струмопровідної труби вводу. Вузол під'єднання відводів трансформатора захищений за допомогою електростатичного екрану (15). Екран призначений для вирівнювання електричного поля у нижній частині вводу.

Для з'єднання силових трансформаторів з КРПЕ раніше заміняли вводи з паперово-масляною ізоляцією, які, як відомо, мають ряд слабких місць і недоліків. Вводи з RIP-ізоляцією можуть бути повністю сухими, що значно спрощує герметизацію вводів. При цьому немає необхідності встановлювати фарфорову покривку, що сильно зменшує масу вводу та навантаження на фланці. Серед інших переваг: вводи з RIP-ізоляцією мають хорошу механічну міцність та значно дешевші в обслуговуванні.

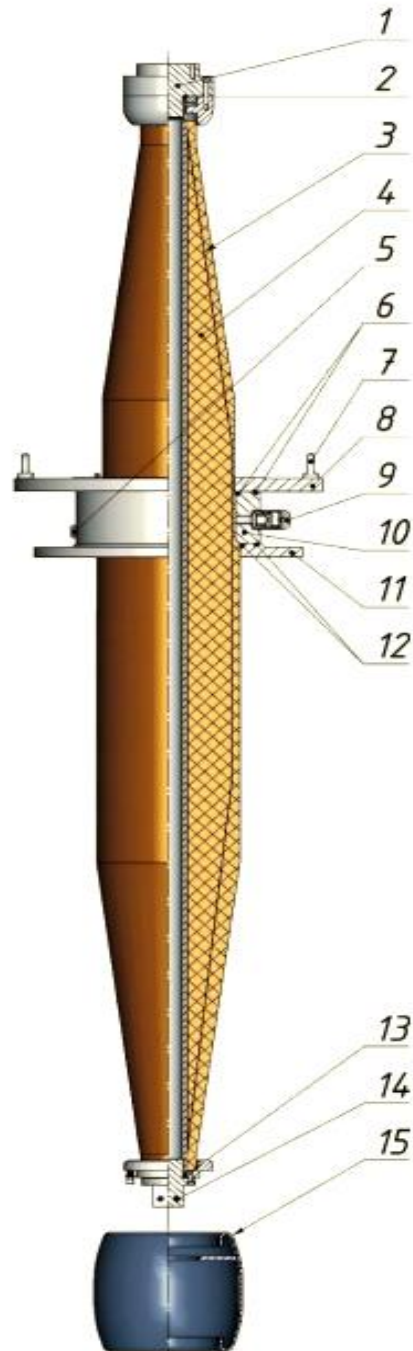


Рисунок 3.9 – Конструкція вводу з елегазовою ізоляцією КТкб-90-550/1000 [13, 16]

3.5 Застосування азотної подушки

Провідні розробники високовольних вводів пропонують компенсації зміни об'єму масла в оливорозширювачі застосувати азотну подушку. Тиск

газу в оливорозширювачі збільшується при розширенні масла і знижується при зменшенні його обсягу. Для компенсації змін лінійних розмірів вводу використовуються гнучкі зв'язки між з'єднувальною металевою трубою та верхнім контактним вузлом. Це дозволяє усунути надлишковий тиск масла у вводі, знизити масу всієї конструкції, спростити технологічний процес виготовлення електротехнічного пристрою і, отже, знизити собівартість виробу. Поліпшення системи індикації рівня олії у введенні дозволяє вчасно визначити аварійний стан апарату та вжити відповідних заходів [13, 16].

Недоліком такої конструкції вводу є наявність безпосереднього контакту між трансформаторним оливою і газом в оливорозширювачі. При підвищенні температури і тиску підвищується розчинність газів в маслі. При зниженні температури і тиску знижується розчинність і надлишок розчиненого газу може виділятися в оливу у вигляді бульбашок і потрапляти в ізоляцію. Наявність вільного газу в ізоляції знижує її електричну міцність, може призвести до електричного пробою, вибуху вводу та виходу апарату з ладу. Крім того, конструкція такого вводу вимагає додаткового пристрою для компенсації зміни лінійних розмірів між стягуючої трубою і верхнім контактним вузлом. Недоліком також є неможливість своєчасного виявлення в експлуатації втрати герметичності, якщо розгерметизація відбулася в зоні розташування газової подушки та незручності при транспортуванні.

Такі вводи слід транспортувати у горизонтальному положенні, через те, що газ із верхньої частини вводу переміщується в паперово-масляну ізоляцію вводу, що є неприпустимим. Так само, при недостатньому обсязі азоту в зимовий час може утворитися вакуум у верхній частині вводу, а відсутність надійної герметизації може призвести до потрапляння води у вводу з подальшим його пробоєм [13, 14, 15].

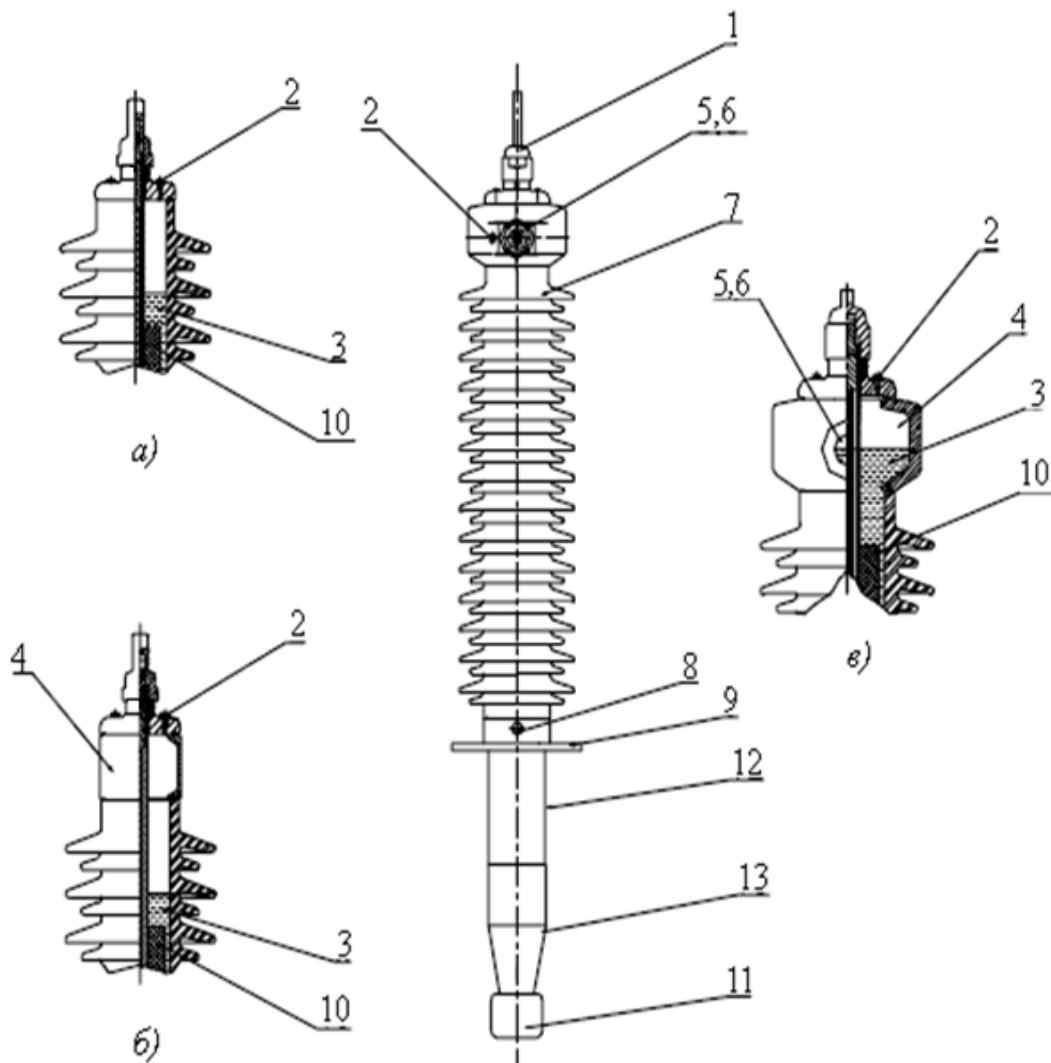
3.6 Конструкція вводів типу ВОІТ

Зменшити рівень часткових розрядів до 5 Кл, а також тангенс кута діелектричних втрат до 0,005, шведські розробники пропонують за рахунок вводу типу ВОІТ (води Oil Impregnated Paper). Такі вводи складаються з електроізоляційного паперу, намотаного на трубу з алюмінієвого сплаву. У папір вкладені алюмінієві обкладинки для вирівнювання електричного поля.

Верхній і нижній фарфорові ізолятори, а також розширювач, монтажний фланець і подовження фланця закріплені кінцевими гайками на центральній трубі, ущільнення виконано оливостійкими гумовими прокладками, що забезпечує необхідну довжину шляху витoku, яка відповідає умовам зон з сильним ступенем завантаження. Кільцевий простір між тілом вводу і фарфоровими ізоляторами заповнено очищеною дегазованою трансформаторною олією, яка має гарні діелектричні властивості, високою стабільністю проти окислення [8...11].

У верхній частині вводу є заповнений азотом простір, який служить для компенсації температурного розширення олії. Для вводу з відносно невеликою кількістю масла для компенсації температурного розширення достатньо простору у верхній частині фарфорового ізолятора (рисунк 3.10, а). Для вводу з великою кількістю масла для цієї мети у верхній частині є розширювач. Конструкція розширювача вводу буває двох типів: з вказівником рівня олії (рисунк 3.10, в) та без нього (рисунк 3.10, а, 3.10, б). Вводи мають тест-виведення (рисунк 3.9), який може бути використаний для контролю стану ізоляції вводу шляхом вимірювання ємності та тангенсу кута діелектричних втрат.

Тест-вивід в робочому стані автоматично заземлюється за допомогою пружинного контакту. Для видалення повітря з бака трансформатора на фланці вводу є деаераційний отвір з різьбленням.



1 – зовнішня контактна шпилька; 2 – отвір для заливки масла, що герметизується болтом з шайбою та гумовим ущільнювачем; 3 – олива; 4 – розширювач; 5 – скло оливопоказника; 6 – гумове ущільнення; 7 – порцеляновий ізолятор; 8 – тест-вивід; 9 – фланець; 10 – остов вводу; 11 – екран; 12 – подовження фланця; 13 – порцеляновий ізолятор;
 а), б) - без показником масла; в) – з показником масла

Рисунок 3.10 – Конструкція вводу типа ВОІТ [8]

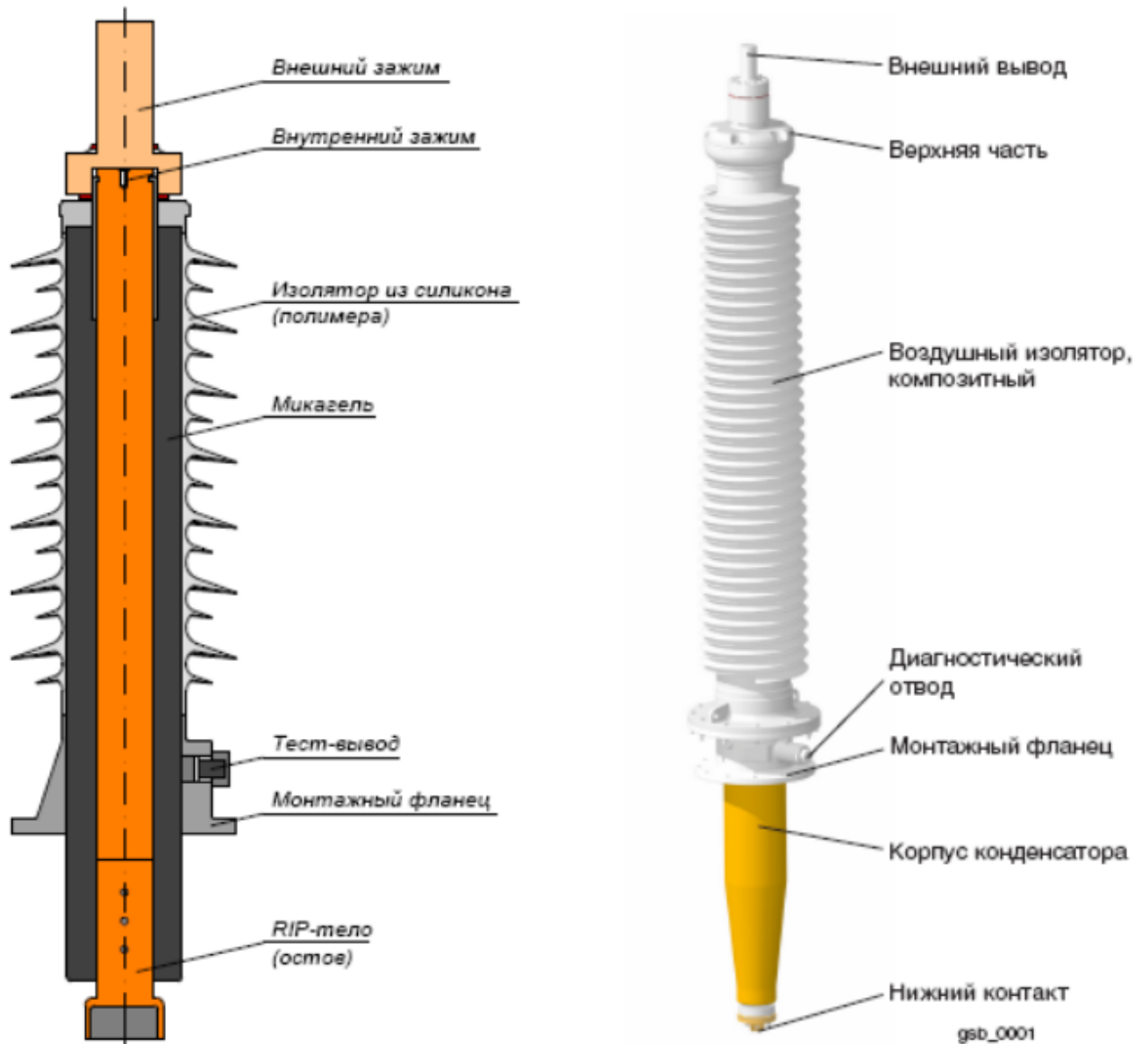


Рисунок 3.11 – Трансформаторний GSA ввід

Трансформаторні GSB вводи GSA і GSB вводи виробляються намоткою гофрованого паперу на остов із закладеною всередину алюмінієвою фольгою, яка використовується для контролю електричного поля. Тіло вводу піддається просоченню під вакуумом і вулканізується, що дозволяє отримати вводи без часткових розрядів з низьким тангенсом (коефіцієнтом розсіяння).

3.7 Висновки

На сьогоднішній день на думку багатьох дослідників та виробників трансформаторного обладнання RIP-ізоляція високовольтних вводів є найкращим варіантом внутрішньої ізоляції високовольтних вводів, вона безпечніша за паперово-масляну ізоляцію, і несе в собі кращі якості від твердої RVP-ізоляції, при цьому клас напруги зріс до 500 кВ. Така ізоляція широко застосовується на теперішній час у виробництві трансформаторних вводів найкращої якості на напругу до 500 кВ. Крім того, RIP-ізоляція залишається актуальним матеріалом для виробництва пофазноізольованих струмопроводів. Крім того високовольтні вводи не потребують якогось особливого догляду протягом усього терміну експлуатації, достатньо лише зовні очищати фарфор по мірі забруднення, і раз на шість років вимірювати тангенс кута діелектричних втрат і електроємність. Термін служби вводів із RIP-ізоляцією становить понад 40 років.

Оскільки папір для RIP-ізоляції просочується епоксидною смолою у вакуумі, то газові включення повністю усуваються, що призводить до зниження рівня часткових розрядів (максимум 5 пКл в умовах дворазової фазної напруги), і зниження діелектричних втрат (тангенс від 0,25 до 0,45%). Що стосується термічної та механічної стійкості RIP-ізоляції, то дані якості дуже високі.

Основні переваги вводів із RIP-ізоляцією, що були зазначені раніше, дозволяють зробити висновок, що ті ж самі високовольтні вводи відрізняються від інших, крім електричної стійкості, ще й чудовою вогнетривкістю, що виключає ризик займання. Виступаючи пробкою на баку силового трансформатора, заповненого трансформаторним оливою, в момент пробою такий високовольтний ввід ускладнить надходження кисню в бак трансформатора, і трансформаторна олива не спалахне. Багато сучасних високовольтних об'єктів відносяться до стратегічно важливих, тому вводи, що встановлюються на них, мають найчастіше саме тверду RIP-ізоляцію, що забезпечує високі ме-

ханічну і термічну стійкість, екологічність, низький рівень часткових розрядів, пожежо- і вибухобезпеку. Крім того, тверда ізоляція дозволяє повністю виключити втрати при передачі електричної енергії, що важливо в умовах дефіциту (за прогнозами експертів його рівень може досягти 2,750 гігаВт на годину до 2020 року) [8].

Високовольтний ввід конденсаторного типу з внутрішньою RІP та фарфоровою зовнішньою ізоляцією ГКТШ-60-363/1000 призначений для виведення високої напруги з бака трансформатора на 330 кВ.

Особливості конструкції вводу полягає в тому, що він є протяжного типу, має низький рівень часткових розрядів (ЧР), мінімальні габарити, мінімальна кількість масла (олії). Також у нього достатньо проста конструкція, особливо при монтажу та експлуатації. Вимірювальний вивід із можливістю тривалого приєднання засобів діагностики.

Ввод ГКТШ-60-363/1000 О1 надає можливість взаємозамінення з вводами для трансформаторів, що випускалися раніше, з паперово-масляною, оливобар'єрною та твердою ізоляцією на класи напруги 330 кВ.

Нові тверді сухі вводи, виготовлені з використанням силікону, пристосовані до тривалої роботі під впливом факторів зовнішнього середовища, характеризуються:

- малою вагою, порівняно з введенням іншого типу;
- простотою установки;
- високим ступенем безпеки для обслуговуючого персоналу;
- покращеним виконанням для регіонів з підвищеним рівнем забруднення навколишнього середовища;
- спрощеним обслуговуванням;
- гідрофобною поверхнею;
- зниженим струмом поверхневого витоку;
- зберігаючим покриттям.

Таблиця 3.4 – Технічні характеристики вводу 330 кВ
ГКТШ-60-363/1000 [8]

Параметри вводу	Одиниці вимірювання	Значення
Напруга найбільша робоча 50 Гц	кВ	362
Напруга найбільша робоча фазна	кВ	210
Напруга випробувальна для часткових розрядів (ЧР)	кВ	362
Рівень ЧР	пКл	<10
Напруга випробувальна 50 Гц, 1 хвилин	кВ	510
Напруга випробувальна грозового імпульсу повної хвилі 1,2/50мкс	кВ	1175
Номінальний струм	А	1000
Максимальний струм, I_{max}	А	1000
Переріз провідника за умови I_{max}	мм ²	2x280
Струм термічної стійкості впродовж 2с, I_{th}	кА	25
Струм динамічної стійкості, I_d	кА	62,5
Розрядна відстань	мм	2770
Довжина шляху витоків min	мм	9050
Температура оточуючого середовища	град.	-60 +55
Температура масла трансформатора, максимальна середньодобова	град.	90
Кут уставки	град.	60
Випробувальне консольне навантаження	Н	2500
Маса	кг	650

Відповідність сучасним національним та міжнародним стандартам полягає в наступному:

- низькі діелектричні втрати основної ізоляції ($\text{tg } \delta < 0,35\%$);

- рівень часткових розрядів нижче за 5 пКл при $2U_{\phi}$;
- висока механічна міцність;
- висока термічна стійкість (клас Е з МЕК 137, до 120 °С).

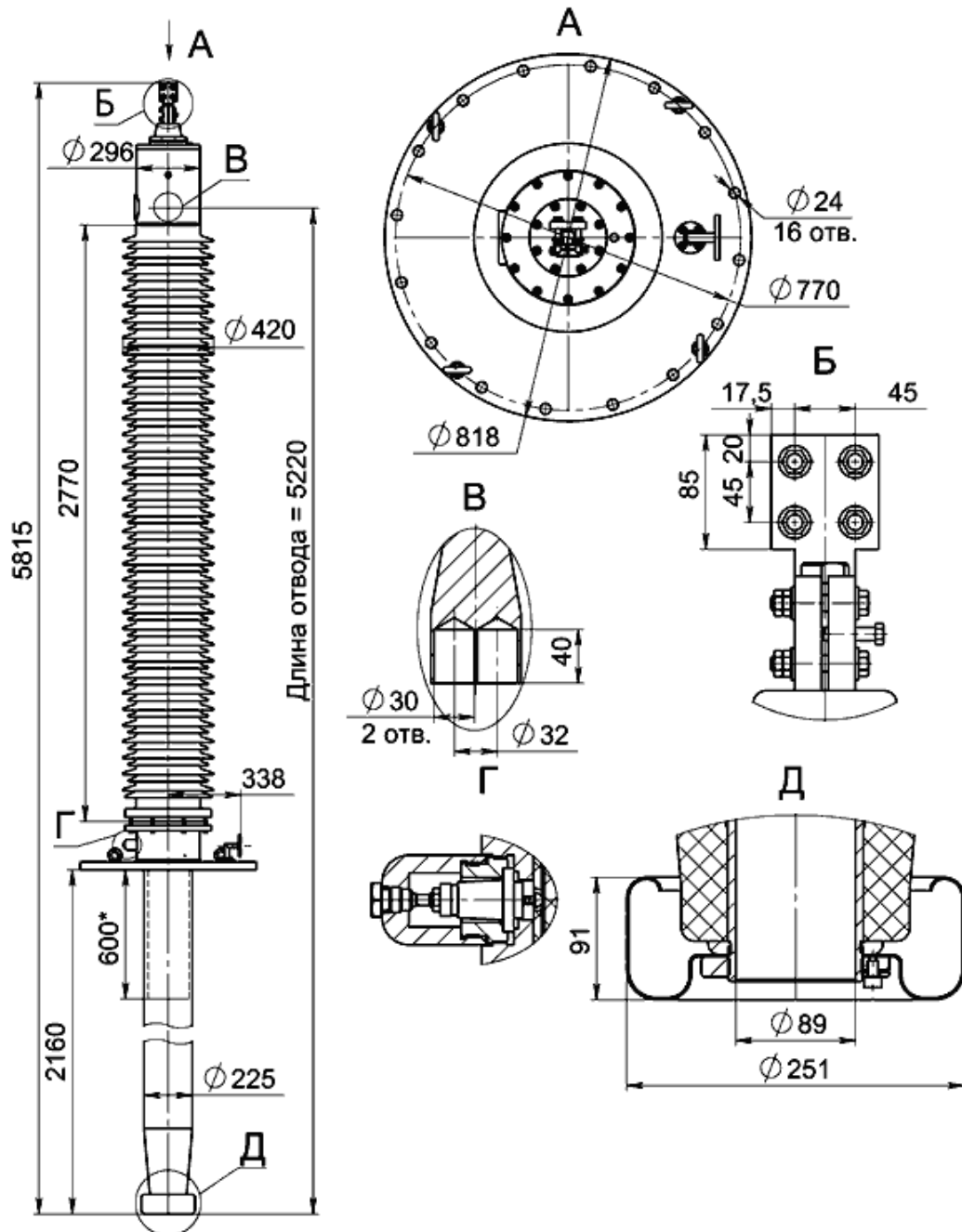


Рисунок 3.10 – Високовольтний ввід ГКТШ-60-363/1000 [8]

http://www.em.dn.ua/iz/farfor/iz_vvodi.htm

4 РОЗРАХУНОК СТРУМОПРОВІДНОГО КОНТУРУ

4.1 Вибір матеріалу та форми перерізу контуру вводу

Струмопровідні частини вводів виготовляються, головним чином, із міді або латуні. Мідь має найбільший питомий опір при досить великій механічній міцності, що є важливим для високовольних вводів, які мають великі механічні навантаження при експлуатації. Виходячи з цього, як струмопровідні частини всередині кістяка вводу вибираються мідні тороїдальні шини середнього перерізу (рисунки 4.1, а).

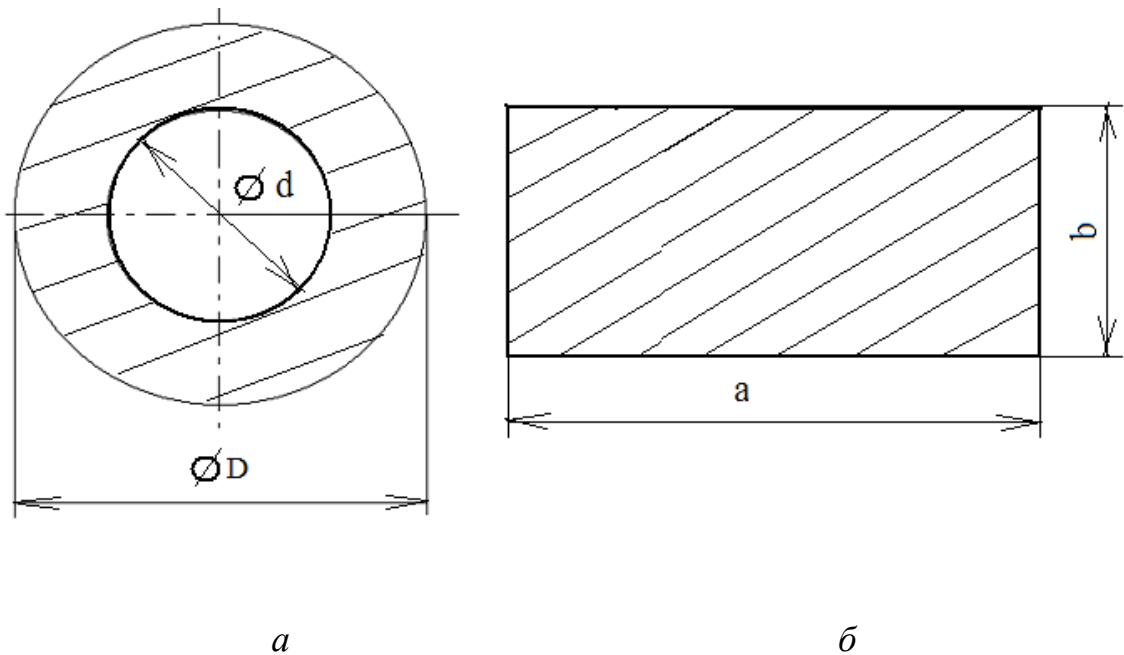


Рисунок 4.1 – Перетин струмопровідної шини тороїдального (а) та прямокутного перерізу (б)

На ділянці вводу – виводу шин необхідно застосувати пласку шину, що дозволить зменшити економічні витрати та полегшити з'єднання струмопроводу з трансформатором та лінією електропередачі (див. рисунок 4.1, б).

4.2 Розрахунок тороїдальної шини

Перетин шин прийнято з розрахунку допустимої температури шин у маслі $\theta_{\text{доп.т}}$, що дорівнює 50°C при температурі навколишнього середовища $\theta_{\text{о.с}}$, яка дорівнює 40°C для класу ізоляції А згідно з ГОСТ 8865-76 [25].

Тривалий допустимий струм за умови заданих вихідних даних визначається по [4], але розмір труби остова приймається за умови, що вона з'єднується з первинною обмоткою трансформатора, тобто. мідна тороїдальна шина з більшим діаметром D 260 мм і меншим – d 160 мм.

Матеріалом шинної труби вибирається мідь тороїдального перетину, вибір якого проводиться за ГОСТ 434-78 та ГОСТ 15176-70. Таким чином, можна визначити тривале струмове навантаження для шини з урахуванням поправних коефіцієнтів.

Після вибору матеріалу шин визначається температура нагрівання шини на довжину при проходженні допустимого тривалого струму навантаження та порівнюється з допустимим значенням.

$$\theta_{\text{н}} = \frac{I_{\text{н}}^2 \cdot \rho_0 (1 + \alpha \theta_{\text{доп}})}{S \cdot k_{\text{T}} \cdot F} + \theta_0, \quad (4.1.)$$

де ρ_0 – питомий електричний опір матеріалу шини, для міді рівний $1.62 \cdot 10^{-8}$ Ом·м;

α – температурний коефіцієнт опору матеріалу для міді $\alpha = 0.0043$ град;

S – переріз шини м²;

k_{T} – коефіцієнт тепловіддачі, Вт/м²·град;

F – площа поверхні охолодження шини:

$$F = 3.14 \cdot D \cdot L ,$$

тобто вона дорівнює $F = 3.14 \times 0,260 \times 2,7 = 2,2 \text{ м}^2$.

Для шини, виготовленої з міді, якою протікає номінальний струм 1000 А, маємо при $k_T = 10$.

$$\theta_H = \frac{1000^2 \cdot 1.62 \cdot 10^{-8} (1 + 0.0043 \cdot 90)}{3,14 \cdot 0,1^2 \cdot 10 \cdot 2.204} + 40 = 43.083 \text{ } ^\circ \text{C} ,$$

де $I_{к.з.}$ – струм термічної стійкості, А;

S – переріз струмопровідної шини мм^4 ;

$t_{т.с.}$ – час дії струму к. з., с.

Температура не перевищує допустиму 90°C , отже труба даного перерізу витримає протікання номінального струму 1000 А при тривалому режимі.

Потім визначається тепловий імпульс від дії струму короткого замикання за формулою

$$A_{к.з.} = \left(\frac{I_{к.з.}}{S}\right)^2 \cdot t_{т.с.}, \quad (4.2)$$

Якщо на розраховану шину діятиме струм к.з 25 кА впродовж 2 с, то

$$A_{к.з.} = \left(\frac{25 \cdot 10^3}{31400}\right)^2 \cdot 2 = 3.98 \cdot 10^4 \frac{\text{А}^2 \cdot \text{с}}{\text{мм}^4}.$$

Перевірка на термічну стійкість полягає у визначенні температури нагрівання шин струмом короткого замикання. Розрахунок ведеться графоаналітичним шляхом, тобто. визначається сумарний тепловий імпульс від дії тривалого струму навантаження та струму короткого зами-

кання, а потім по кривій нагрівання знаходиться температура нагрівання шин струмом короткого замикання. Тепловий імпульс від дії тривалого струму навантаження знаходиться на графіку. Струм для раніше розрахованої шини, що має температуру нагрівання тривалим струмом навантаження.

$$A_{\text{м}} = 1.48 \times 10^4 \left(\frac{A^2 \cdot c}{\text{мм}^4} \right).$$

Знайдені теплові імпульси підсумовуються

$$A = A_{\text{м}} + A_{\text{к.з.}}$$

$$1,48 \times 10^4 + 3,98 \times 10^4 = 5,46 \times 10^4 \frac{A^2 \cdot c}{\text{мм}^4}.$$

За цим сумарним імпульсом визначається температура нагрівання струмом термічної стійкості, що відповідає 190°C. Відповідно до ГОСТ 8024-69 допустимі температури нагрівання струмопровідних частин струмом к.з. складають для міді $\theta_{\text{к.з.}}$ 300°C. Через те, що знайдена температура менша за допустиму, то можна зробити висновок, що шина є термічно стійкою.

4.3 Розрахунок шини прямокутного перерізу

Для шини, що знаходиться в повітрі, прийнято допустиму температуру шин $\theta_{\text{доп.}} = 120^\circ\text{C}$ при температурі навколишнього середовища $\theta_{\text{о.с.}} = 40^\circ\text{C}$. Матеріалом шинної конструкції вибирається також мідь, вибір якої проводиться за ГОСТ 434-78 та ГОСТ 15176-70.

Визначається температура нагріву подвійної шини (рисунок 4.2) на довжину при проходженні допустимого тривалого струму навантаження, причому

$$F = 2 \cdot (2a + 2b) \cdot L;$$

$$F = 2 \cdot (2 \cdot 85 + 2 \cdot 20) \cdot 85 = 2 \cdot 17850 \text{ мм}^2.$$

Для шини з міді, якою протікає номінальний струм 1000 А, маємо при $k_T = 10$.

$$\theta_H = \frac{1000^2 \cdot 1.62 \cdot 10^{-8} (1 + 0.0043 \cdot 120)}{170 \cdot 10^{-6} \cdot 10 \cdot 2 \cdot 17,85 \cdot 10^{-3}} + 40 = 71.083 \text{ } ^\circ\text{C}.$$

Температура не перевищує допустимої 120°C , отже подвійна шина на вводі витримає протікання тривалого струму.

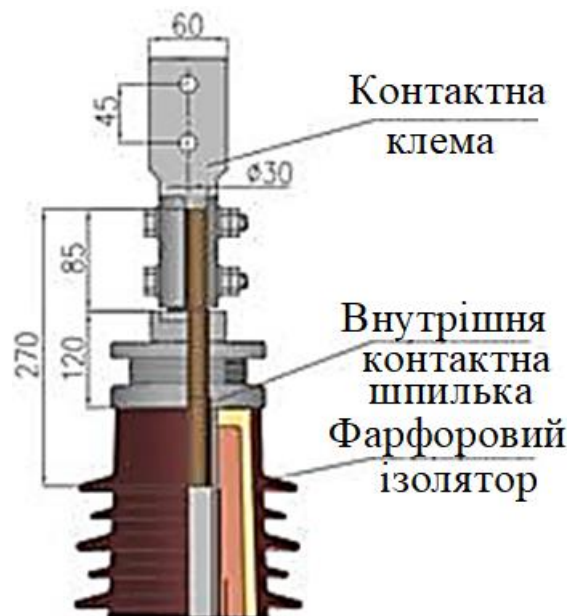


Рисунок 4.2 – Креслення верхньої частини вводу, шпилька показане в розрізі

4.4 Розрахунок контактних з'єднань

Початковим параметром для розрахунку є номінальний струм. Розміри контактного з'єднання залежать від величини необхідної контактної поверхні, а кількість гвинтів – від необхідної сили контактного натискання. Значення густини струму можна розрахувати з [2] за формулою:

$$j_{ал} = j_M \sqrt{\frac{1/\rho_{ал}}{1/\rho_M}} \quad (4.3)$$

де j_M – щільність струму для міді (для струму більшого за 1000 А можна взяти 0.12 А/мм²)

Підставлення всіх значень у формулу (4.14) дає результат:

$$j_{ал} = 0.12 \sqrt{\frac{1/2.7}{1/8.9}} = 0.22, \text{ А/мм}^2.$$

Контактна площа має розмір $a \times b$. Необхідна контактна площа розраховується за формулою з джерела [2]:

$$S_K = a \times b = \frac{I_H}{j_M}, \quad (4.4)$$

де S_K – площа контактної поверхні, мм² значення якої розрахована як

$$S_K = \frac{1000}{0.12} = 8333,3 \text{ мм}^2.$$

Тепер можна розрахувати розмір контактної площадки, а ширина розрахована за формулою

$$b = \pi \cdot D / 2, \quad (4.5)$$

$$b = 3.14 \cdot 0,26 / 2 = 0,4082 \text{ м.}$$

Довжина контактної площадки:

$$a=S/b, \quad (4.6)$$

$$a = 8333,3/408,2 = 20,4 \text{ мм.}$$

Обирається довжина 170 мм.

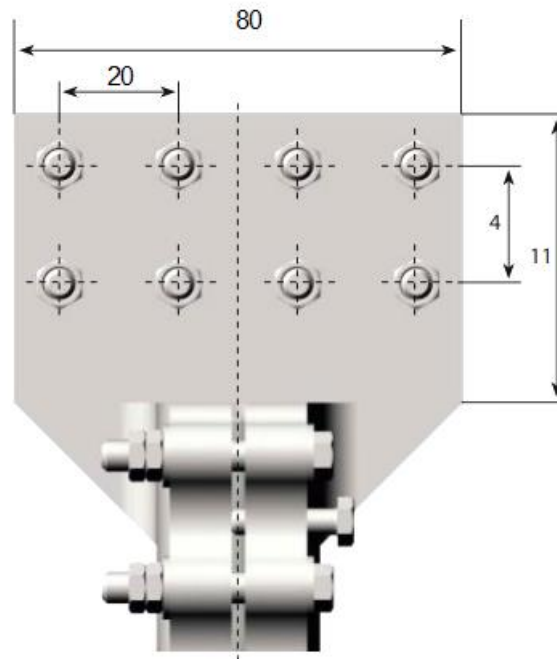


Рисунок 4.3 – Контактна поверхня із болтовим з'єднанням

Експериментально встановлено, що для отримання допустимих значень перехідного опору та напруги падіння в контактному з'єднанні необхідно забезпечити контактний тиск f_K на шину з алюмінію не менше 100 кГс/см^2 . Відповідно до площі контактної площадки S_K та значення контактної тиску f_K визначаємо необхідну силу контактної тиску:

$$F_K = f_K \cdot S_K, \quad (4.7)$$

$$F_K = 100 \cdot 83,33 = 8333 \text{ кГс} = 8,33 \text{ кН.}$$

Відповідно значення сили F_K та струму I_n обирається 8 болтів М8 ГОСТ 7805-70 5.8 с шестигранною головою [2].

4.5 Перевірка розрахунку контактної з'єднання

Для запобігання значних втрат енергії в контактї, перевищення його температури допустимого значення, падіння напруги не повинно перевищувати 7 мВ. Падіння напруги U_K в контактному з'єднанні та його визначальний електричний опір R_K розраховують за формулами [2]:

$$U_K = I_H \cdot R_K, \quad (4.8)$$

$$R_K = R_{nx} + R_m, \text{ Ом} \quad (4.9)$$

де R_{nx} – перехідний опір;

R_m – опір контактної матеріалу;

Перехідний контактний опір визначається за формулою [2]:

$$R_{nx} = \frac{k_{nx}}{n_b \cdot (0.102 \cdot F_b)^m} \left(1 + \frac{2}{3} \cdot \alpha \cdot (\vartheta_K - \vartheta_{o.c.}) \right), \text{ Ом} \quad (4.10)$$

де F_b – сила одного болту, N;

m – коефіцієнт, що враховує форму контактних частин провідників, для з'єднання (0.5 – 0.7);

n_b – кількість болтів;

k_{nx} – значення, що характеризує матеріал і стан контактної поверхні;

α , ϑ_K , $\vartheta_{o.c.}$ – температурний коефіцієнт опору матеріалу, температура контактної з'єднання та середовища відповідно.

Підставивши всі значення в (4.21), отримаємо наступний результат:

$$R_{nx} = \frac{0.09 \cdot 10^{-3}}{8 \cdot (0.102 \cdot 24 \cdot 10^3)^{0.6}} \left(1 + \frac{2}{3} \cdot 0.0042 \cdot (120 - 40) \right) = 0.18 \cdot 10^{-6} \text{ Ом.}$$

Внаслідок викривлення ліній струму та його нерівномірного розподілу вздовж контактного з'єднання поправочний коефіцієнт k включається до формули активного опору:

$$R_m = k_c \cdot \rho \cdot \frac{l}{S}, \text{ Ом} \quad (4.11)$$

де l – довжина перекриття кінців сполучних провідників (формула 4.4);

S – перетин одного провідника (формула 4.4);

$$k_c = 0.5 \div 0.63.$$

$$R_m = 0.63 \cdot 1.62 \cdot 10^{-8} \cdot \frac{0.155}{829 \cdot 10^{-6}} = 1.91 \cdot 10^{-6} \text{ Ом},$$

$$R_k = 0.19 \cdot 10^{-6} + 1.91 \cdot 10^{-6} = 2.1 \cdot 10^{-6} \text{ Ом},$$

$$U_K = 2000 \cdot 2.1 \cdot 10^{-6} = 0.0042 \text{ В} = 4.2 \text{ мВ}.$$

Отже, оскільки розрахункове значення падіння напруги менше допустимого, перевірочний розрахунок не проводиться.

5 РОЗРАХУНОК ПРОХІДНОГО ІЗОЛЯТОРА ТРАНСФОРМАТОРНОГО ВВОДУ

5.1 Розрахунок термічної стійкості вводу

Розрахунок термічної стійкості дозволяє визначати температуру нагрівання частин вводу, згідно з відомими значеннями струму стійкості та часу його протікання. Номінальний струм 1000 А. Кратність термічної стійкості струму 25. Час протікання струму термічної стійкості 2 с. Перетин струмопровідного дроту 1600 мм². Щільність струму обчислюється за такою формулою

$$\delta = \frac{k_T \cdot I_H}{S}, \quad (5.1)$$

$$\delta = \frac{25 \cdot 1000}{1600} = 15,6 \frac{\text{А}}{\text{мм}^2}.$$

Для $\tau = 100$ °С із залежності $\tau = f(\delta^2 \cdot t)_0$ знаходяться початкове значення $(\delta^2 \cdot t)_0$ для мідного дроту:

$$(\delta^2 \cdot t)_0 = 1,9 \cdot 10^4 \left(\frac{\text{А} \cdot \text{°С}}{\text{мм}^2} \right). \quad (5.2)$$

Визначається значення струму термічної стійкості, що протікає протягом часу t , рівне 2 с

$$(\delta^2 \cdot t)_t = (15,6)^2 \cdot 2 = 486,7 \left(\frac{\text{А} \cdot \text{°С}}{\text{мм}^2} \right). \quad (5.3)$$

Сумарне значення струму термічної стійкості визначається наступним чином

$$(\delta^2 \cdot t)_{\Sigma} = (\delta^2 \cdot t)_t + (\delta^2 \cdot t)_0, \quad (5.4)$$

$$(\delta^2 \cdot t)_{\Sigma} = 1,9 \cdot 10^4 + 486,7 = 1,786 \cdot 10^4 \left(\frac{\text{А} \cdot \text{С}}{\text{мм}^2} \right).$$

Відповідно до кривої залежності для мідної шини знаходиться температура струмопроводу через час t , що дорівнює 2 с.

$$\tau = 120^0 \text{ С}. \quad (5.5)$$

Допустиме значення температури нагрівання частин ізолятора в режимі протікання струму термічної стійкості дорівнює 250 С (для міді) [25]. Розрахункова температура струму стійкості, що протікає в шині, не перевищує допустимої, що дозволяє зробити висновок про правильність вибору матеріалу та розмірів шини.

5.2 Розрахунок електричної ізоляції вводу

Для розрахунку необхідні такі параметри:

- номінальна напруга $U_H = 330 \text{ кВ}$;
- найбільша робоча напруга $U = 363 \text{ кВ}$;
- напруга у сухих умовах $U_{\text{сух}} = 730 \text{ кВ}$;
- напруга за умов дощу $U_{\text{уд}} = 550 \text{ кВ}$;
- випробувальна напруга за хвилину $U_{\text{випр}} = 500 \text{ кВ}$.

Допускається, що ємності шарів ізоляції є рівними. Тоді, напруга в ізоляторі дорівнюватиме [26]

$$U = 1,1 \cdot U_{\text{сух}}, \quad (5.6)$$

$$U = 1,1 \cdot 730 = 803 \text{ кВ}.$$

Коефіцієнт 1,1 враховує відхилення допустимої напруги, яке викликане умовами, що випробовують, і точність визначення значення напруги. Розраховується фазна напруга

$$U_{\phi} = \frac{1,15 \cdot U_{\text{н}}}{\sqrt{3}}, \quad (5.7)$$

$$U_{\phi} = \frac{1,15 \cdot 330}{\sqrt{3}} = 219,4 \text{ кВ},$$

де 1,15 – це відношення найбільшої робочої напруги до номінальної напруги відповідно до стандарту ГОСТ 1516.1-76 [28].

Допускається, що найменша товщина шару ізоляції дорівнює 0,1 см, тобто. відповідає товщині ізоляційного паперу. При такій товщі шару максимальна напруга обчислюється відповідно до напруги розряду та визначається наступним чином

$$U_{\phi} = \frac{74}{\sqrt{\gamma \cdot \varepsilon}}, \quad (5.8)$$

$$U_{\phi} = \frac{74}{\sqrt{0,1 \cdot 3,5}} = 125 \text{ кВ} \cdot \text{см}.$$

Розрахунок міцності ізоляції

$$E_{\text{розр}} = \frac{10,4}{\gamma^{0,55}} \cdot \frac{U}{U_{\phi}}, \quad (5.9)$$

$$E_{\text{розр}} = \frac{10,4}{0,1^{0,55}} \cdot \frac{803}{219,4} = 134,68 \text{ кВ} \cdot \text{см},$$

Кількість шарів в ізоляційній рамці дорівнює

$$n = 1,83 \cdot 10^{-4} \cdot \varepsilon \cdot U - E_{\text{макс.розр}}, \quad (5.10)$$

$$n = 1,83 \cdot 10^{-4} \cdot 10^4 \cdot 3,5 \cdot 803 - 125 = 65.$$

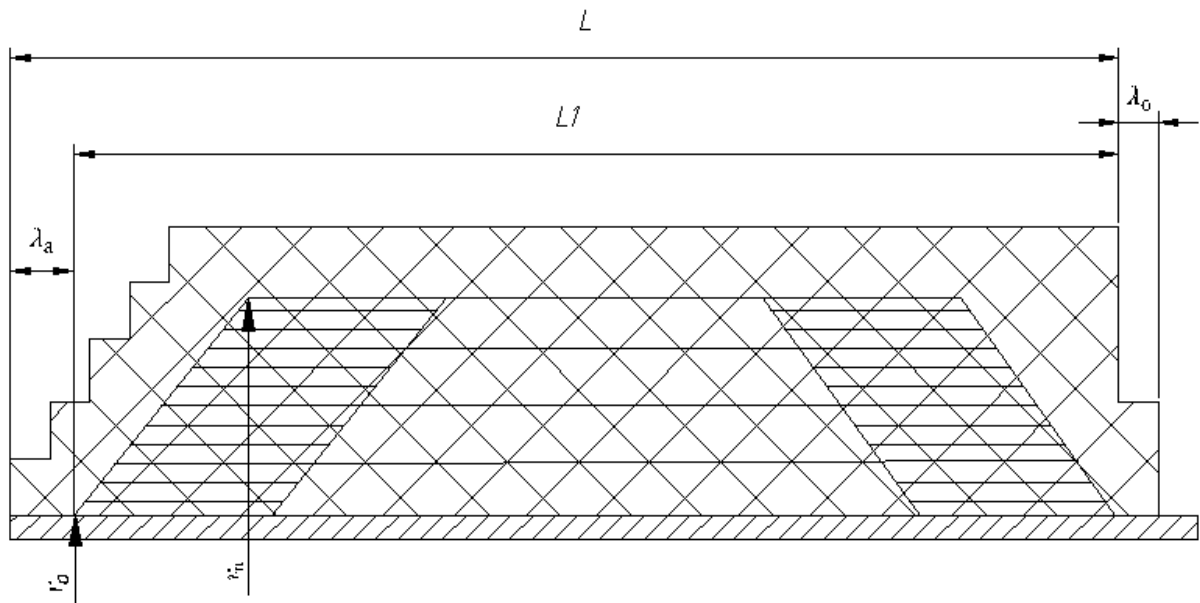


Рисунок 5.1 – Ескіз паперової ізоляції

Довжина виступу в масляній частині трансформатора дорівнює

$$l_M = \frac{5,1 \cdot 10^{-3} \cdot m^2 \left(\frac{U}{n}\right)^2 - 0,1 - \frac{U}{n \cdot E_{\text{розр}}}}{\sqrt{\frac{10 \cdot U}{n \cdot E_{\text{розр}}}}}, \quad (5.11)$$

$$l_M = \frac{5,1 \cdot 10^{-3} \cdot 1,96^2 \left(\frac{803}{65}\right)^2 - 0,1 - \frac{803}{65 \cdot 125}}{\sqrt{\frac{10 \cdot 803}{65 \cdot 125}}} = 1,35 \text{ см.}$$

Сума виступаючих довжин у масляній частині обчислюється таким чином:

$$\Sigma l_M = n \cdot l_M, \quad (5.12)$$

$$\Sigma l_M = 65 \cdot 1,35 = 87,75 \text{ см.}$$

Довжина виступу у повітряній частині визначається як

$$l_B = \frac{U}{n \cdot 5,5}, \quad (5.13)$$

$$l_B = \frac{803}{65 \cdot 5,5} = 2,3 \text{ см.}$$

Сума довжини виступів у повітряній частині визначається як

$$\Sigma l_B = n \cdot l_B, \quad (5.14)$$

$$\Sigma l_B = 65 \cdot 2,3 = 149,5 \text{ см.}$$

Повна довжина виступів дорівнює

$$\Sigma l = \Sigma l_M + \Sigma l_B, \quad (5.15)$$

$$\Sigma l = 87,75 + 149,5 = 237,25 \approx 2,4 \text{ м.}$$

Відповідно до [25] допускається, що значення ε дорівнює ,

$$\varepsilon = \frac{l_0}{l_n} = 4,1, \quad (5.16)$$

де l_n – довжина заземленої обкладинки і дорівнює

$$l_n = \frac{\Sigma \lambda}{\varepsilon - 1}, \quad (5.17)$$

$$l_n = \frac{240}{4,1-1} = 77 \text{ см.}$$

Довжина нульової обкладки дорівнює

$$l_0 = l_n + \Sigma l, \quad (5.18)$$

$$l_0 = 77 + 240 = 317 \text{ см.}$$

Радіус нульової обкладинки дорівнює

$$r_0 = \frac{U \cdot (\varepsilon + 1)}{2 \cdot \varepsilon \cdot E_{\text{max розр}} \cdot \ln \varepsilon}, \quad (5.19)$$

$$r_0 = \frac{803 \cdot (4,1 + 1)}{2 \cdot 4,1 \cdot 125 \cdot 1,41} = 2,8 \text{ см.}$$

Радіус n-ої обкладинки дорівнює

$$r_n = \varepsilon \cdot r_0, \quad (5.20)$$

$$r_n = 4,1 \cdot 2,8 = 11,5 \text{ см.}$$

5.3 Визначення розмірів ізолятора

Довжина верхньої покришки [27]

$$l_{\text{ВП}} = 1,45 \cdot \Sigma l_B, \quad (5.21)$$

$$l_{\text{ВП}} = 1,45 \cdot 149,5 = 217 \text{ см.}$$

Довжина нижньої покришки дорівнює

$$l_{\text{НП}} = 1,3 \cdot \Sigma l_{\text{М}}, \quad (5.22)$$

$$l_{\text{НП}} = 1,3 \cdot 87,75 = 114 \text{ см.}$$

Довжина з'єднувального ізолятора визначається як

$$l_{\text{зи}} = l_{\text{н}} \cdot 0,15 \cdot \Sigma l_{\text{В}}, \quad (5.23)$$

$$l_{\text{зи}} = 77 \cdot 0,15 \cdot 149,5 = 55 \text{ см.}$$

Діаметри покришок обчислюється так

$$d_{\text{ПВН}} = 1,12 \cdot d_{\text{рез}}, \quad (5.24)$$

$$d_{\text{Пнар}} = d_{\text{ПВН}} + (\approx 5).$$

Розрахунок числа ребер

$$z = \frac{l_{\text{ВП}}}{27} - 1, \quad (5.25)$$

$$z = \frac{217}{27} - 1 = 17.$$

Відповідно до рисунку 5.2 крок ребер дорівнює 27.

Середня напруженість дорівнює , (5.26) кВ/см.

$$E_{\text{сер}} = \frac{U}{r_{\text{н}} - r_0}, \quad (5.26)$$

$$E_{\text{сер}} = \frac{803}{11,5 - 2,8} = 92,3 \text{ кВ/см.}$$

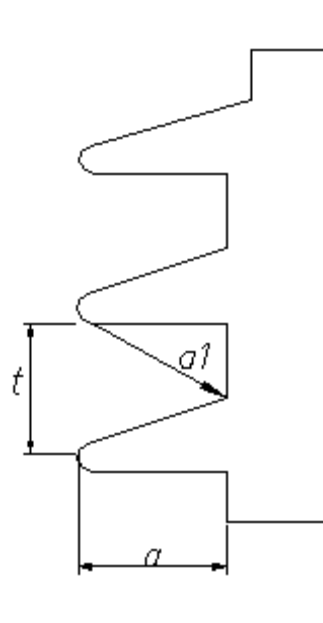


Рисунок 5.2 – Схема силіконового ізолятора

5.4 Розрахунок термічної стійкості прохідного ізолятора

Приймаємо температуру $T = 30^{\circ}\text{C}$ згідно з [26]. Визначається тепло, що виділяється у дроті довжиною 1 м.

$$q_{qp} = I^2 \cdot \rho \cdot \frac{1}{S} [1 + \alpha(T - 20)], \quad (5.27)$$

$$q_{qp} = 1000^2 \cdot 1,7 \cdot 10^{-9} \cdot \frac{1}{1600 \cdot 10^{-6}} \cdot [1 + 0,0042 \cdot (30 - 20)] = 11,2 \text{ Вт/м.}$$

Залежність $\text{tg } \delta$ від температури має такий вид:

$$\text{tg } \delta = 0,03 e^{0,02 \cdot (T - 20)}, \quad (5.28)$$

$$\operatorname{tg} \delta = 0,03 e^{0,02 \cdot (30-20)} = 0,0366.$$

Температурна різниця в першому шарі ізоляції відповідно до [20]

$$\Delta T = (q_{\text{п}} + \frac{q}{2}) \cdot \left[\ln \frac{(r_x / r_{x+1})}{2\pi \cdot \lambda} \right], \quad (5.29)$$

де $\lambda = 0,17$ Вт/(м·°С) – це теплопровідність ізоляції.

Підставляються числові значення:

$$\Delta T = (11,2 + \frac{0,211}{2}) \cdot \left[\ln \frac{(0,0664)}{6,48 \cdot 0,17} \right] = 0,103 \text{ } ^\circ\text{С}.$$

Це – температурна різниця першого шару. Аналогічно обчислюється кожний шар. Щільність струму дроту (провідника), що знаходиться всередині ізолятора, дорівнює $j = 1,25$ А/мм². Радіус провідника дорівнює $r = 22,5$ мм. Поперечний переріз провідника $S = 1600$ мм².

Таким чином, можна зробити висновок, що вибрані параметри ізолятора, а саме матеріал шини, товщини ізоляції та розміри ізолятора повністю задовольняють технічному завданню.

6 ОСОБЛИВОСТІ ОРГАНІЗАЦІЇ ЗАХИСТУ ТА МОНІТОРИНГУ ТРАНСФОРМАТОРНИХ ВВОДІВ З RIP-ІЗОЛЯЦІЄЮ

Основним елементом високовольтного вводу є струмопровідна труба «1», за допомогою якої обмотка трансформатора підключається до зовнішньої лінії. На провідну трубу, через ізоляційні проміжки в 2-5 мм, намотані шари фольги «2» (рисунок 6.1, а).

У оливнонаповнених вводах ізоляційні проміжки створюються шарами папери, що знаходяться в середовищі олії. У сучасних введеннях між шарами фольги, званих обкладками, розташовані шари RIP ізоляції (Resin Impregnate Paper), яка складається з шарів спеціалізованого паперу, просоченого спеціальними компаундами.

Конструктивно ввід нагадує концентричний коаксіальний конденсатор, в якому високий потенціал, струмопровідного стрижня до кришки бака трансформатора, рівномірно розподілено між обкладками. За останньою, зовнішньою обкладкою такого конденсатора є металеве конструкційне кільце «3» вводу, за допомогою якого саме ввід монтується в отворі бака трансформатора «4».

По мірі віддалення від струмопровідного стрижня ширина (висота) провідних обкладок зменшується. Це зроблено для того, щоб високий потенціал робочої напруги обмотки трансформатора розподілявся максимально довгим шляхом. Цей поверхневий шлях починається від верхнього і нижнього кінців струмопровідного стрижня і до кришки бака трансформатора, конструктивне кільце «3». Крім того, необхідно, щоб ємність окремих елементарних конденсаторів була однаковою, що важливо для рівномірного розподілу напруги у радіальному напрямку.

З погляду електричної схеми заміщення трансформаторний ввід являє собою ланцюг з послідовно включених конденсаторів, утворених провідними обкладками введення. Верхній кінець цього послідовного ланцюга конденсаторів підключений до високого потенціалу – провідного стрижню, а нижній

кінець з'єднаний з корпусом бака трансформатора. Від останньої обкладки перед корпусом трансформатора зроблений спеціальний висновок, який на малюнку позначений цифрою «5». У літературі цей висновок називається «test tap», тобто висновок, за допомогою якого проводяться виміри пара метрів ізоляції введення, відповідно до загально прийнятої термінології «вимірювальні тести». Під час роботи введення цей висновок має бути завжди заземлений.

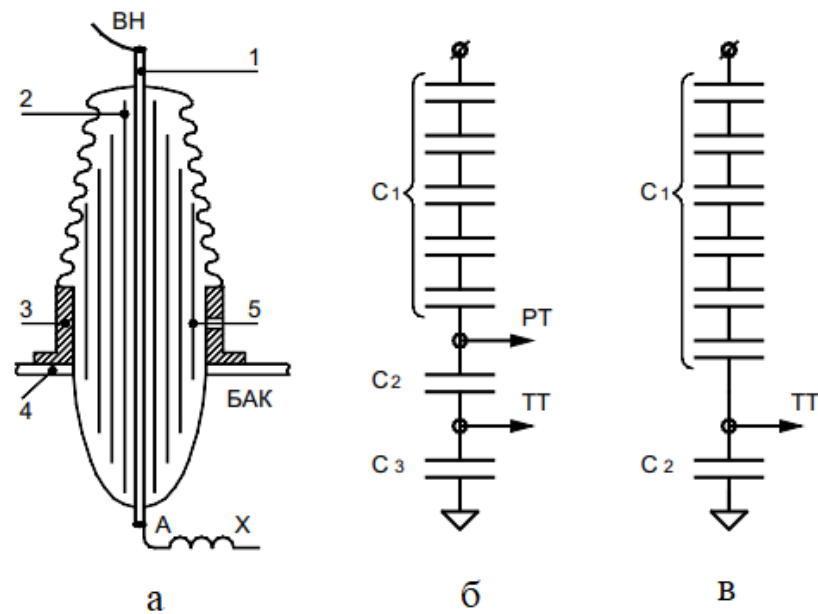


Рисунок 6.1 – Схематичний розріз та схема заміщення високовольтного вводу

У вітчизняній літературі його просто називають «вимірювальний висновок», іноді називаючи просто «ПН», що не з усім правильно.

У деяких конструкціях вводів передбачається можливість відбору енергії для роботи систем та захистів трансформатора, наприклад, для роботи РПН. З цією метою використовується спеціальний висновок від передостанньої обкладок вводу. Цей вивід у літературі називається «potential tap», до нього може бути підключено пристрій для перетворення енергії струму провідності введення в одне із стандартних напруги. Якщо відбір потужності від вводу не планується, то й цей вивід у процесі роботи трансформатора необхі-

дно заземлювати. Конструктивно вивід «potential tap» зазвичай відрізняється від виводу «test tap».

Повна схема заміщення введення з двома висновками наведено на рисунку 6.1, б. Вона складається із трьох ємностей C_1 , C_2 та C_3 . У переважній більшості конструкцій вводів відбір потужності не передбачається, тому висновок «potential tap» у них відсутня. У цьому випадку в схемі заміщення вводу ємності C_1 і C_2 об'єднуються в одну. В результаті в схемою заміщення введення залишаються тільки дві ємності, які в літературі позначаються як C_1 та C_2 . У вітчизняній літературі ємність C_2 досить часто позначається як C_3 , що в деякій мірою відповідає логіці, але не відповідає міжнародним стандартам. Нижче всюди використовується загально прийнятий термін C_2 .

Розглянемо найбільш характерні дефекти ізоляції високовольтних трансформаторних вводів, особливості зародження та розвитку цих дефектів, а також причини, що наводять до аварійних ситуацій. При цьому основну увагу приділимо проблемам, які виникають з ємністю C_1 , що найбільш часто ушкоджується у маслонаповнених вводах, а тим більше у вводах з RІP ізоляцією. Ємність C_2 практично повністю залежить від стану олії у ввіді, так як весь ізоляційний проміжок між останньою обкладкою введення та конструктивним кільцем «3» заповнений саме олією. Це дуже важливий діагностичний параметр стану вводу, проте нам не відомі якісь успішні технічні рішення, що дозволяють визначати параметри C_2 на працюючому трансформаторі.

Першою ознакою погіршення технічного стану введення є зміна параметрів ізоляції, причому зазвичай не всього обсягу, а лише одного з концентричних ізоляційних шарів. Це відбувається через виникнення будь-якого локального дефекту ізоляції, так чи інакше обумовленого технологією виробництва вводу, рідше особливостями експлуатації. Це може бути або вкраплення в ізоляцію провідної частинки, газовий або рідинний пляшечку, або просто дефект, що виникає через порушення технологічного процесу при виготовленні ізоляції, як це показано на рисунку 6.2, а. Можливим дефектом ізоляції вводу може бути загальне зволоження вводу.

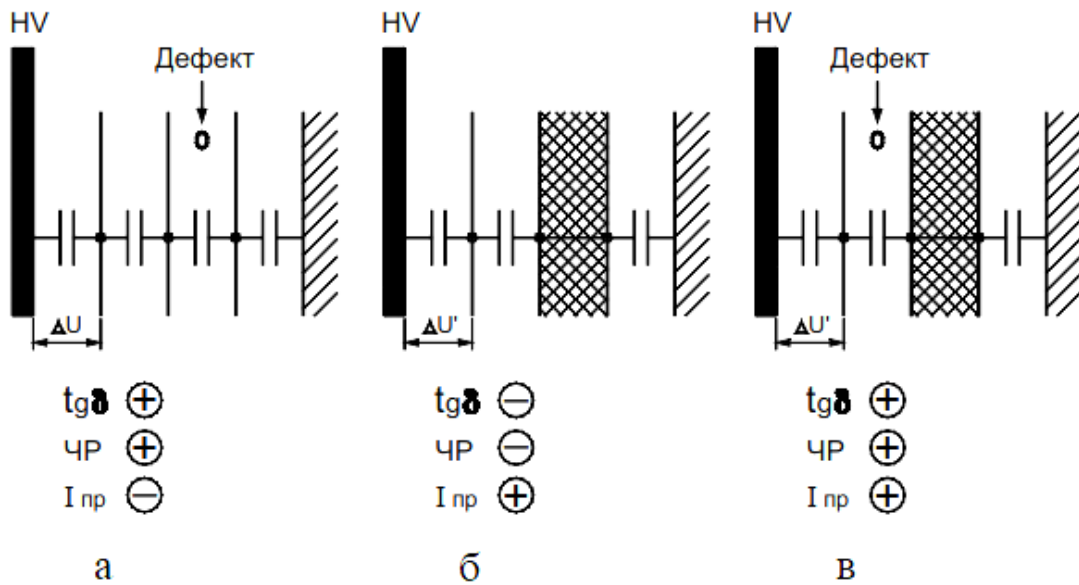


Рисунок 6.2 – Етапи розвитку дефекту ізоляції вводу

Виникнення будь-якого з перелічених дефектів завжди призводить до збільшення активних втрат в ізоляції, тобто до збільшення тангенсу кута втрат ізоляції. Необхідно добре розуміти, що якщо йдеться про дефект тільки одного шару ізоляції, то загальний тангенс кута втрат всього введення може змінитись незначно. При однаковому ступені розвитку дефекту тангенс кута втрат в ізоляції більше, чим більше буде зона дефекту, чим більше шарів він захопить.

Поява практично всіх дефектів в ізоляції вводу, за винятком випадків загального зволоження оливи та твердої ізоляції, призводить до виникнення часткових розрядів, які можна зареєструвати на вимірювальному виведенні введення. При цьому рівень часткових розрядів залежатиме лише від типу дефекту та ступеня його розвитку, а сумарна інтенсивність розрядів буде визначатися обсягом зони, в якій ці розряди виникають.

Третя діагностична ознака наявності дефектів в ізоляції вводів, що полягає у контролі зміни величини ємності C_1 , на цьому етапі не працює, струм провідності через ввід практично ще змінився. В даному випадку він є основним і найбільш важливим, особливо в системах захисту трансформаторів від пошкодження вводів.

В результаті можливо зазначити, що всі основні дефекти, що зароджуються в ізоляції вводів, можна діагностувати зі зміни величини тангенсу кута втрат, і за наявності часткових розрядів. Найбільш інформативним діагностичним параметром є часткові розряди, їх амплітуда завжди пов'язана з типом і ступенем розвитку дефекту. Незалежно від розмірів зони дефекту в ізоляції амплітуда імпульсів часткових розрядів буде відповідати інтенсивності процесів руйнування ізоляції.

З моніторингом тангенсу кута втрат в ізоляції питання стоїть дещо інакше. Наприклад, дворазове збільшення активних втрат в одному шар ізоляції призведе до збільшення загальних втрат у всій ізоляції вводу всього лише на одиниці відсотків. Очевидно, що це не дозволить правильно оцінити ступінь небезпеки при виникненні локальних дефектів. Найбільша користь від моніторингу тангенса кута втрат буде при контролі ступеня зволоження ізоляції, хоча цей дефект буде видно і при контролі струмів провідності вводів.

Другий етап розвитку дефектів в ізоляції вводів, показаний на рисунку 6.2, б, полягає в тому, що дефект розвивається настільки, що може трансформуватися не тільки за своєю локалізацією, але і за своєю фізичною природою. Класичний приклад цього – випадок, багато в чому властивий лише високовольтним вводам, коли розвинувся локальний дефект захоплює весь шар ізоляції між двома провідними обкладками введення. В цьому випадку відбувається перекриття всього ізоляційного проміжку, тобто замикання двох обкладок ємності C_1 з усіма наслідками, що випливають з цього, основними з яких є два.

По-перше, зникають усі діагностичні ознаки дефекту, характерні для першої фази його виникнення та розвитку. Підвищена величина тангенсу кута втрат ізоляції, властива першій фазі розвитку дефекту, зменшується практично до нормального значення, зникають усі часткові розряди. Причина такого «Поліпшення стану ізоляції вводу» проста і зрозуміла: дефектна зона ізоляції, яка генерувала ці діагностичні ознаки, зашунтована зоною пробою, та до зони дефектів «першої фази розвитку» прикладено нульова напруга.

При проведенні вимірювання параметрів ізоляції вводу на цій фазі розвитку дефекту, швидше за все, виникне ілюзія покращення стану ізоляції, що насправді не відповідає реальній картині.

По-друге, зміна кількості відповідно включених до схеми заміщення введення елементарних конденсаторів на одиницю призведе до стрибка образного збільшення ємності C_1 на величину, обернено пропорційну загальній кількості обкладок у вводі. Внаслідок збільшення ємності введення відбудеться пропорційне збільшення струму провідності, протікає через ізоляцію вводу.

Тому на цьому етапі розвитку дефектів в ізоляції ми маємо лише один інформативний діагностичний ознака - збільшений струм провідності дефектного введення, інших «Зовнішніх» ознак погіршення стану ізоляції немає.

Подальше руйнування ізоляції вводу відбуватиметься у послідовності «погіршення стану ізоляції по спіралі». До обкладинок остова вводу, що залишилися, прикладається підвищена напруга, оскільки загальна кількість послідовно включених конденсаторів у схемі заміщення вводу зменшилася на одиницю. Найчастіше це призводить до того, що на одному з решти ізоляційних проміжків, через підвищену напругу, ϵ і починає розвиватися новий дефект (рисунок 6.2, в). Знову збільшується тангенс кута втрат в ізоляції, знову виникають часткові розряди, дефект розвивається, розширюватиметься в обсязі. Зрештою все це знову завершується пробоем ізоляційного проміжку, зникненням первинних діагностичних ознак, збільшенням струму провідності введення тощо.

Після пробою чергового ізоляційного проміжку напруга на обкладках, що залишилися, зростає ще більше, що рано чи пізно призведе до лавинного руйнування всієї ізоляційної структури введення та аварійного виходу трансформатора з експлуатації. При цьому зміна (збільшення) тангенсу кута втрат ізоляції та поява часткових розрядів відбуватиметься тільки періодично, без видимого зв'язку з умовами експлуатації вводу.

Найбільш достовірною ознакою наявності небезпечних і дефектів, що розвиваються – послідовне збільшення ємності введення C_1 . Якщо ж йдеться про діагностику дефектів введення, що розвиваються, за допомогою систем захисту або діагностичного моніторингу, то основною діагностичною ознакою руйнування вводу буде збільшення струму провідності ізоляції.

Отже, основні діагностичні ознаки, що дозволяють виявляти дефекти стану високовольтних трансформаторних вводів:

- тангенс кута діелектричних втрат в ізоляції « $\text{tg}\delta$ » – найменш інформативний параметр, що дозволяє проводити діагностику, а тим більше здійснювати захист трансформатора від пошкодження вводів. Причини цьому дві – слабкий вплив втрат у локальній зоні дефекту на параметри всієї ізоляції введення, та періодичне зниження параметра при шунтуванні зони дефекту пробоем ізоляційного проміжку;

- часткові розряди в ізоляції, складність якого у використанні полягає також у періодичній появі та зникненні розрядів у зоні дефекту, обумовленому пробоем дефектного ізоляційного проміжку. Використання діагностичних систем, працюючих на основі реєстрації та аналізу часткових розрядів, так само обмежується низькою перешкодою щирістю багатьох наявних на ринку вимірювальних приладів;

- значення ємності вводу C_1 найбільш інформативного параметру, що дозволяє найбільш ефективно організувати захист трансформаторів від пошкодження вводів. Тільки проводячи порівняльні виміри струмів провідності вводів можна запобігти аварії вводів, які зазвичай мають тяжкі наслідки. Величина тангенса кута втрат і часткові розряди цього не забезпечують, оскільки можуть мати значення, відповідні номінальним, навіть у тому випадку, коли вже йде незворотне руйнування ізоляції вводу.

Використання на практиці сучасних вводів з твердою RIP-ізоляцією, виявило збільшення аварійності, особливо у випадках спільної експлуатації з релейною системою КИВ-500, призначена для захисту вводів. Причому випадки аварійного виходу з ладу спостерігалися з вводами різних виробників.

Конструктивні та експлуатаційні особливості роботи вводів з RIP-ізоляцією, що впливають на конфігурацію технічних засобів захисту та моніторингу. Аналіз особливостей експлуатації вводів з RIP-ізоляцією на ньому з розгляду схеми заміщення високовольтного вводу для напруги 500 кВ та вище є обов'язковим. Вплив кожного параметра еквівалентної схеми заміщення показано на рисунку 6.3.

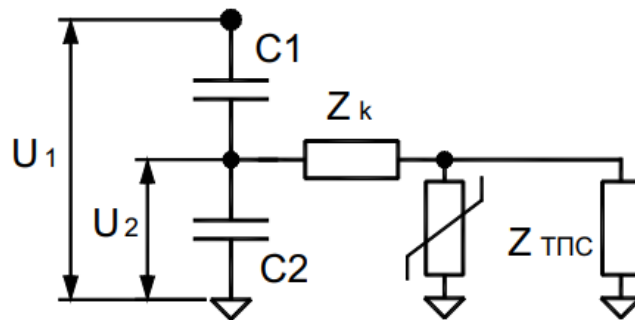


Рисунок 6.3 – Еквівалентна схема вводу з RIP ізоляцією, з'єднувальним кабелем та трансформатором ТПС

Вводи з RIP-ізоляцією стали більш компактними, і, як наслідок, зменшилося значення ємності C_2 , «включеною» між останньою обкладкою в остові вводу та «землею трансформатора» у вигляді опорного фланця вводу. У більшості вводів з RIP-ізоляцією спостерігається приблизна рівність ємностей C_1 та C_2 .

Зменшення величини ємності C_2 призводить до зміни коефіцієнта поділу ємнісного дільника вводу C_1/C_2 і, як наслідок, можливості виникнення більшого перенапруження на вимірювальному виводі (позиція 5 на рисунку 6.1, а.), особливо при комутаційних та грозових впливів на лінію, до якої підключено трансформатор. На вимірювальний вивід може бути прикладено до половини зовнішньої імпульсної напруги U_1 , що є неприпустимо багато.

Біля вводів із ізоляцією «папір-масло» величина C_2 може бути більше величини ємності C_1 навіть удесятеро. У таких вводу на вимірювальному

виводі, навіть за найнесприятливіших умов, максимально можливим є «лише» до 10 % від прикладеної імпульсної напруги U_1 , тобто в порівнянні з вводами з RIP ізоляцією менше вп'ятеро.

Відповідно до існуючих норм, з'єднання вимірювального виводу та приладу контролю має виконуватися ізольованим одиночним дротом з перетином жили щонайменше 6 мм². Такий провід має необхідну надійність, жорсткість і невисокий електричний опір, що, є цілком достатнім для практичних умов експлуатації систем КИВ-500.

Недолік такого з'єднання – одиночний провід має порівняно високу питому індуктивність (залежна від умов його прокладки по трансформатору), що різко підвищує його опір Z_k для високочастотних грозових та комутаційних імпульсів.

Захисний варистор (обмежувач перенапруг) є дуже важливим захисним елементом, що обмежує імпульсну напругу до величини $U_{ТПС}$, раніше монтували поряд з контрольованим вводом, але для зниження кількості помилкових спрацювань системи КИВ-500, особливо у вологу погоду, його монтують у шафі ТПС.

Схемотехнічно це призвело до того, що від спільного захисту вимірювального виводу та приладу КИВ-500 перейшли до захисту лише приладу КИВ-500. Нормальний захист вимірювального виведення введення тепер заважає опір з'єднувального кабелю Z_k , включеного між вимірювальним виводом та варистором. Величина цього опору особливо велика при імпульсних високочастотних перенапруженнях, які найбільш небезпечні для ізоляції вводу.

Найчастіше додатковим методом, за допомогою якого проводиться діагностика стану ізоляції ввходів, є вимір та аналіз часткових розрядів. Цей метод є прихильники і противники, доводи цих фахівців різняться, але не позбавлені практичного змісту. Найбільший практичний досвід у цьому напрямку має фірма DIMRUS, тому розглянемо систему ТІМ-3.

Мікропроцесорна система ТІМ-3 призначена для реалізації функцій моніторингу та захисту трансформаторних вводів. Вимірювальний прилад включає в себе три взаємопов'язані підсистеми:

- діагностичного контролю параметрів вводів по струмах провідності;
- аналізу стану ізоляції за параметрами часткових розрядів, діагностики типу та ступеня розвитку дефектів;
- безперервного захисту трансформатора від пошкодження вводів.

Всі ці три підсистеми працюють взаємопов'язано, підвищуючи інформативність діагностичних висновків вбудованої експертної системи, що виявляє ознаки дефектного стану вводів, тип виниклого дефекту, що прогнозує його швидкість розвитку.

Об'єднати кілька методів діагностики в одному приладі вдалося тому, що первинні датчики марки ДВ-2 є комплексними, що дозволяють одночасно вимірювати струми провідності вводів та часткові розряди.

ВИСНОВКИ

Підвищення надійності високовольтного електроустаткування є важливим техніко-економічним фактором, що впливає на ефективність роботи енергетичної системи. Суттєво підвищити надійність АВН та техніко-економічні показники роботи енергетичної системи можна шляхом комплексної діагностики електрообладнання та впровадження енергоефективних способів моніторингу його технічного стану. Комплексна автоматизація виробничих процесів у промисловості та на транспорті призводить до появи достатньо складних автоматичних систем, які можуть бути задіяні для вирішення задач технічного діагностування електроустаткування. Для забезпечення можливості їх використання необхідно підвищувати рівень експлуатації.

Важливість високовольтних вводів обумовлена забезпеченням створення надійної роботи систем електропостачання та безпекою виникнення пошкоджень зі значними матеріальними втратами. Тому необхідність підвищення надійності та ефективності роботи вводів за допомогою технологічних нововведень, є актуальним завданням.

Основою електричних розрахунків внутрішньої ізоляції будь-якого виду є допустимі значення напруги. Від грамотної оцінки значень цих напруженостей вирішальним чином залежать техніко-економічні показники вводів, що вже експлуатуються та розробляються. Завищені значення робочих напруженостей призводять до скорочення термінів служби ізоляції, а занижені значення – до невиправданого збільшення її розмірів, підвищеної витрати матеріалів, більш трудомісткого та тривалого виконання технологічних операцій. Однією з найбільш складних проблем сучасної ізоляційної техніки все ж таки є визначення допустимих значень робочих напруженостей у внутрішній ізоляції, тобто напруженостей, при яких із заданою ймовірністю забезпечується заданий термін служби виробу. Темпи електричного старіння ізоляції повинні відповідати вимогам до терміну служби. І тут важливо дотримуватися умов обмеження темпів електричного старіння матеріалу. Для достовірної оцінки допустимого значення робочої напруженості необхідні як науково-

обґрунтоване уявлення про фізичну сутність та закономірності процесів електричного старіння ізоляції, так і безпосередні експерименти зі змінами термінів служби зразків ізоляції в різних умовах та вимірювання параметрів, що характеризують умови старіння.

Розглянуті у магістерській роботі конструктивні та технічні рішення дозволяють підвищити ефективність роботи трансформаторів. Проведені дослідження щодо підвищення надійності та довговічності вводів різного високовольтного обладнання енергосистем показували, що перспективним напрямом все ж таки є підвищення якості ізолюючих матеріалів, зокрема масла, тобто за рахунок застосування перфтортрансформаторного масла. Таким чином, заміна трансформаторного масла перфтортрансформаторним дозволяє знизити діелектричну проникність з 2,1...2,4 до 1,8...2 та тангенс кута діелектричних втрат з 0,2 до 0,001, підвищити питомий опір з $5 \cdot 10^{10}$ Ом·м до $10^{12} \dots 10^{15}$ Ом·м, та електричну міцність з 280 кВ/см до 500 кВ/см, а також збільшити коефіцієнт тепловіддачі у 8 разів за рахунок збільшення коефіцієнта теплопровідності та кінематичної в'язкості. Застосування нових технологій дозволяє якісно змінювати властивості трансформаторного масла. Темпи ж розвитку цих технологій дозволяють зробити висновок про те, що вартість таких удосконалень буде збільшуватися, а значне зниження експлуатаційних витрат надалі зможе багаторазово окупити вкладення у виробництво.

Проведені дослідження щодо підвищення надійності та довговічності вводів різного високовольтного обладнання енергосистем показали, що перспективним напрямом все ж таки є підвищення якості ізолюючих матеріалів, а також підвищення якості зовнішньої ізоляції за рахунок новітніх технологічних рішень, а саме використання силіконової гуми НТВ, яка має властивість бути високо гідрофобною. Ця властивість сприяє розриву плівок води на поверхні в окремі краплі. Це явище значно зменшує струм витоків вздовж поверхні, допомагає запобігти спалаху та підвищує рівень здатності витримувати напругу під час вологих і сильно забруднених умов. Низький струм витоків мінімізує активність розряду на поверхні та мінімізує ерозію.

По суті, гідрофобність діє як властивість до самоочищення, яка продовжує термін служби та значно знижує потребу в обслуговуванні очищення ізолятора.

Необхідна розробка автоматизованих систем контролю та моніторингу стану електрообладнання включає в себе всі сучасні методи діагностики апаратів високої напруги. Техніко-економічний ефект від застосування такої системи можливий, насамперед, завдяки переходу від періодичного контролю електрообладнання за допомогою переносних приладів до безперервного автоматизованого контролю та діагностування, що призведе до підвищення інформативності даних, що застосовуються для діагностування стану, і, як наслідок, до підвищення достовірності отриманих діагностичних результатів.

Кінцевим результатом буде підвищення надійності обладнання, що діагностується, та зниження витрат на його експлуатацію.

Разом з тим необхідне вдосконалення існуючих та розробка нових технологій та практичних методів, які забезпечували б більш ефективно технічне обслуговування та ремонт електроустаткування за технічним станом, а також забезпечення можливості діагностики із віддалених центрів управління. Для цього слід впроваджувати автоматизовані системи моніторингу та оперативної діагностики високовольтного обладнання.

Основним напрямом, що визначає підвищення якості інформаційних технологій контролю та оцінки технічного стану, слід вважати інтелектуалізацію процесів обробки діагностичної інформації з використанням технології експертних систем, які здатні забезпечити підвищення якості розпізнавання та прогнозування технічного стану та ресурсу об'єкта [30], [31].

ПЕРЕЛІК ДжЕРЕЛ ПОСИЛАННЯ

1. АТ Український науково-дослідний проектно-конструкторський та технологічний інститут трансформаторобудування «ВІТ» [Електронний ресурс] – Режим доступу: <http://www.vit.zp.ua/>
2. Афанасьєв О.І. Електричні апарати високої напруги / О.І. Афанасьєв, Л.Б. Жорняк, В.М. Щусь. – Запоріжжя: НУ «Запорізька політехніка», 2021. – 356 с.
3. Афанасьєв О.І. Електроапаратне обладнання систем електропостачання енергоємних виробництв / О. І. Афанасьєв, Л. Б. Жорняк, О. В. Немикіна, В. М. Щусь; за заг. ред. П. Д. Андрієнко. – Запоріжжя : НУ Запорізька політехніка, 2023. – 432 с.
4. Васильченко, В.І. Цифрова підстанція складова системи "Smart grid" [Текст] / В.І. Васильченко, О.Г. Гриб, О.В. Лелека, Д.А. Гапон, Т.С. Ієрусалімова // Електротехніка і Електромеханіка. – Х.: НТУ «ХП», 2014. – № 6. – С. 72-76.
5. Вибір електроустаткування під час проектування трансформаторних підстанцій середньої/низької напруги [Електронний ресурс] – Режим доступу: <https://new.abb.com/>
6. Вибір струмопровідних частин та апаратів. [Електронний ресурс] – Режим доступу: https://web.posibnyky.vntu.edu.ua/feeem/9kulyk_modelyuvannya_zadachah_rozvytku_elektrsystem/5_1.htm
7. ГОСТ 1516.2-97 Електроустаткування і електроустановки змінного струму на напругу 3 кВ і вище. Загальні методи випробувань електричної міцності ізоляції. З поправкою [Електронний ресурс] – Режим доступу: <http://online.budstandart.com>
8. Дмитренко, О. О. Цифрові підстанції. Аналіз та їх тенденції впровадження в Україні / О. О. Дмитренко, В. І. Мудрик [Електронний ресурс] – Режим доступу: <http://jour.fea.kpi.ua/article>

9. ДСТУ 2976-94 Трансформатори струму й напруги. Терміни та визначення. [Текст]. – Київ: Держспоживстандарт України, 1995. – 65 с.
10. ДСТУ 3440-96 Системи енергетичні. Терміни та визначення [Електронний ресурс] – Режим доступу: <http://online.budstandart.com>
11. ДСТУ ГОСТ 1983–2003 Трансформатори напруги. Загальні технічні умови. [Текст]. – Київ: Держспоживстандарт України, 2003.
12. ДСТУ ГОСТ 23625-2003 Трансформатори напруги вимірювальні лабораторні. Загальні технічні умови. [Текст]. – Київ: Держспоживстандарт України, 2003. – 65 с.
13. ДСТУ EN 50160-2014 Характеристики напруги електропостачання в електричних мережах загальної призначеності (EN 50160:2010, IDT) [Електронний ресурс] – Режим доступу: <http://www.loe.ant.lviv.ua/>
14. Електричні мережі та системи: Конспект лекцій [Електронний ресурс] : навч. посіб. для студ. спеціальності 141«Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка», спеціалізації «Інжиніринг інтелектуальних електротехнічних та мехатронних комплексів» / КПІ ім. Ігоря Сікорського ; уклад.: С. П. Шевчук, О. В. Мейта. – Електронні текстові дані (1 файл: 4,46 Мбайт). – Київ : КПІ ім. Ігоря Сікорського, 2022.– 167 с. [Електронний ресурс] – Режим доступу: https://ela.kpi.ua/bitstream/123456789/48808/1/Elektrychni_merezhi_ta_systemy.p
15. Жорняк, Л.Б. Ефективність засобів примусового вирівнювання напруженості електричного поля зовнішньої ізоляції газогалуповнених трансформаторів струму [Текст] / Л. Б. Жорняк, О. І. Афанасьєв, В. М. Снігирьов, С. В. Скорик, Д. В. Чорний, С.І. Беляєв // Вісник Національного технічного університету «ХПІ». Збірник наукових праць. Серія: Проблеми удосконалення електричних машин і апаратів. – Х.: НТУ «ХПІ». – 2018. - № 32 (1308). - С. 22-26.
16. Жорняк, Л.Б. Можливості компенсації напруженості електричного поля зовнішньої ізоляції високовольтних газогалуповнених трансформаторів струму [Текст] / Л.Б. Жорняк, О. І. Афанасьєв, Р.С. Леонов , А.В. Карпук //

Вісник Національного технічного університету «ХП». Збірник наукових праць. Серія: Проблеми удосконалення електричних машин і апаратів. – Х.: НТУ «ХП». – 2017. - № 34(1256). - С. 14-18.

17. Жорняк, Л.Б. Особливості обрання теоретичного закону розподілу при оцінці надійності зовнішньої ізоляції газонаповнених вимірювальних трансформаторів [Текст] / Л. Б. Жорняк, О.І. Афанасьєв, В.О. Поляков, Ж.О. Кулік, Р. В. Кот, І.О. Кравець // Вісник Національного технічного університету «ХП». Збірник наукових праць. Серія: Проблеми удосконалення електричних машин і апаратів. – Харків: НТУ «ХП». – № 1 (2020). - С. 10–14.

18. Жорняк, Л.Б. Особливості регулювання напруженості електричного поля вздовж зовнішньої ізоляції газонаповнених трансформаторів напруги [Текст] / Л. Б. Жорняк, О. І. Афанасьєв, В. І. Щусь, Ю. В. Азорська, О. В. Коляда, Д. О. Грінівецький // Вісник Національного технічного університету «ХП». Збірник наукових праць. Серія: Проблеми удосконалення електричних машин і апаратів. – Х.: НТУ «ХП», 2019. – № 2 (1308). – С. 13–18.

19. Інструкція із застосування, монтажу та експлуатації засобів захисту від перенапруг в електроустановках напругою 6-750 кВ. затверджена Міністерством Енергетики та Вугільної Промисловості України, Наказ № 374 від 23.05.2014.

20. Кирик, В. В. Електричні мережі та системи. Режим роботи розімкнених мереж. Навчальний посібник з дисципліни для всіх форм навчання та студентів іноземців напряму підготовки 6.050701 «Електротехніка та електротехнології» [Текст] / В. В. Кирик. – К.: НТУУ «КПІ», 2014. – 130 с.

21. Клименко, Б. В. Електричні апарати. Електромеханічна апаратура комутації, керування та захисту. Загальний курс: навчальний посібник [Текст] / Б. В. Клименко. – Харків: Точка, 2012. – 340 с.

22. Клименко, Б. В. Комутаційна апаратура, апаратура керування, запобіжники. Терміни, тлумачення, коментарі: навчальний посібник [Текст] / Б. В. Клименко. – Харків: Талант, 2008. – 208 с.

23. КО «Запорізький завод високовольтної апаратури» [Електронний ресурс] – Режим доступу: <http://zva.zp.ua>

24. Малогулко, Ю. В. Електричні системи і мережі. Частина 1 : навчальний посібник [Текст] / Ю. В. Малогулко, О. Б. Бурикін, Т. Л. Кацадзе, В. В. Нетребський; за ред. П. Д. Лежнюка. – Вінниця: ВНТУ, 2020. – 200 с.

25. Міністерство палива та енергетики України Об'єднання енергетичних підприємств "Галузевий резервно-інвестиційний фонд розвитку енергетики" 2002 [Електронний ресурс] – Режим доступу: <https://studfile.net/preview/5685865/page:2/>

26. Орлович, А. Ю. Електричне обладнання підстанцій систем електропостачання. Навчальний посібник для напряму підготовки 6.050701 «Електроенергетика та електротехнології» [Текст] / А. Ю. Орлович, П. Г. Плешков, Т. В. Величко. – Кіровоград: РВЛ КНТУ, 2009. – 334 с.

27. Півняк Г.Г. Розрахунки електричних мереж систем електропостачання [Текст] / Г. Г. Півняк, Г. А. Кігель, Н. С. Волотковська. – Дніпропетровськ: Національний технічний університет, 2002. – 219 с.

28. Правила безпечної експлуатації електроустановок споживачів. – Київ: Основа, 1998. – 381 с.

29. Правила улаштування електроустановок: / Міненерговугілля України. – Київ: 2017. – 617 с.

30. ПрАТ «Плутон» [Електронний ресурс] – Режим доступу: <https://pluton.ua/>

31. Релеекспорт RITZ & EGE [Електронний ресурс] – Режим доступу: https://Анонс_Relayexport%20-%20electrical%20equipment.pdf

32. Розподільні сухі трансформатори АББ [Електронний ресурс]. Режим доступу: <http://silovoytransformatorю.ua/stati/raspredelitelnye-suhie-transformatoryabb.html>

33. Сухі трансформатори з литою ізоляцією // Zucchini [Електронний ресурс] – Режим доступу: http://www.legrand/liblocal/.../DC079_Zucchini

34. ТОВ "Високовольтний Союз – РЗВА" (Рівненський завод високовольтної апаратури) [Електронний ресурс] – Режим доступу: <http://www.rzva.ua>
35. ТОВ «ЕЛІЗ» Запорізький трансформаторний завод [Електронний ресурс] – Режим доступу: <http://ua.eliz.zp.ua>
36. https://energyservisvp.kr.ua/ua/product_list
37. ТОВ «Науковий інноваційно-технологічний трансформаторний завод "НІТТЗ" [Електронний ресурс] – Режим доступу: https://youcontrol.com.ua/ru/catalog/company_details/
38. Цифрова підстанція – МЕК 61850 /Schneider Electric Україна <https://www.se.com/ua/uk/product-subcategory/4650-цифрова-підстанція-мек-61850/>
39. Цифрові підстанції – погляд у майбутнє енергетики [Електронний ресурс] – Режим доступу: [Цифрове підстанції \(iec-expo.com.ua\)](http://iec-expo.com.ua)
40. [Цифрові підстанції майбутнього \[Електронний ресурс\]](https://new.siemens.com/ua/uk/produkty/enerhetyka/topics/tsyfrovi-pidstantsiyi.html) – Режим доступу: <https://new.siemens.com/ua/uk/produkty/enerhetyka/topics/tsyfrovi-pidstantsiyi.html>
41. ЧП «ЕЛТІЗ» [Електронний ресурс] – Режим доступу: <http://www.eltiz.ua>
42. Шестеренко, В. Є. Системи електроспоживання та електропостачання промислових підприємств: підручник [Текст] / В. Є. Шестеренко. – Вінниця: Нова книга, 2011. – 656 с.
43. A real High Voltage reliable Dry type insulation [Електронний ресурс] – Режим доступу: <https://rhmintl.com/technology/>
44. Fylymonenko, A. V. Fiber Optic 110 – 150 kV Current Transformers [Текст] / A. V. Fylymonenko, S. Y. Yatsura, L. B. Zhorniak // Електромеханічні та енергетичні системи. Методи моделювання та оптимізації. Збірник матеріалів XVIII Міжнародної науково-практичної конференції молодих учених і спеціалістів 04–06 листопада 2020 року – Кременчук, КрНУ, 2020. – С. 69-73.
45. [HF RU Brochure 28092012_1TFC902037N1101.pdf \(abb.com\)](https://www.abb.com/global/hf/hf_ru_brochure_28092012_1TFC902037N1101.pdf)

46. High Voltage Insulator Design [Електронний ресурс] – Режим доступу: <https://www.integratedsoft.com/applications/high-voltage-insulators>
47. <https://asenergi.com/catalog/predohraniteli/smd-chip.html>
48. <http://electricalschool.info/main/elsnabg/>
49. <http://eliz.zp.ua/catalog-eliz/conductor/234-tokoprovod-zakrytyy-serii-tzk-kruglogo-secheniya.html>
50. <https://new.siemens.com/ua/uk/produkty/enerhetyka/topics/tsyfrovipidstantsiyi.html>
51. <http://relayexport.com.ua/>
52. <https://ua.bizorg.su/kremenchug-rg/c476965-avm-amper-ooo/ustroystva-komplektnye-raspredelitelnye>
53. <http://smartenergo.net/products/vysokovoltnoe-oborudovanie-dlya-oru/186.html> СІМЕНС
54. <https://electroinfo.net/transformatory/chto-takoe-transformatornaja-podstancija.html>
55. https://energobelarus.by/market/komplektnye_tokoprovody_i_shinoprovydy/
56. <https://enext.ua/uk/services/ustroystva-kompensatsii-reaktivnoy-moshchnosti/?gclid>
57. https://itexn.com/13637_reaktory-vidy-ustrojstvo-oboznachenie-i-vybor-reaktorov.html
58. <https://leg.co.ua/arhiv/podstancii/elektricheskie-seti-energoemkih-predpriyatiy-14.html>
59. <https://n-tel.com.ua/frako.html>
60. <https://relayexport.com.ua/products/high-voltage-equipment/bus-ducts1/147-isolated-phase-bus-ducts-ipb>
61. <https://www.alstom.com/>
62. <https://studfile.net/preview/>
63. <https://uk.wikipedia.org/wiki/Електростанція>
64. https://uk.wikipedia.org/wiki/Цифрова_підстанція

65. https://web.archive.org/web/20111106060738/http://www.ntc-power.ru/innovative_projects/digital_substation_and_its_main_fragments/
66. https://web.posibnyky.vntu.edu.ua/feem/9kulyk_modelyuvannya_zadachah_rozvytku_elektrsystem/5_1.htm
67. https://wikipedia.org/wiki/Ємнісна_компенсація
68. <https://www.dacpol.eu/pl/eaton-bussmann>.
69. <https://www.energy-t/catalog/krm/batarei-statcheskix-kondensatorov.html>
70. <https://www.mircond.com/blog/kompensatsiya-reaktivnoy-moshchnosti-na-promyshlennykh-predpriyatiyakh/>
71. <https://relayexport.com/products/HighVoltageGearEquipment/>
72. <https://zprua.com/product/tiristornye-kompensatory-reaktivnoj-moshhnosti-serii-tkrm-novogo-pokoleniya/>
73. <https://www.nojapower.com.ua/product/recloser.html>
74. <https://www.siemens.com/ua/uk/produkty/enerhetyka/serednya-napruha/systemy-serednoyi-napruhy/systemy-dlya-zovnishnoho-vstanovlennya/vakuumnyy-reklouzer-3ad.html>
75. <https://ena.in.ua>
76. <https://proenergo.by/elektrotehnicheskaya-produktsiya/shkafy-boksy-i-prinadlezhnosti-k-nim/komplektnyye-raspredelitelnyie-ustrojstva-kru-6-10-kv>
77. http://tavrida-ua.com/articles/komplektnyye_raspredelitelnyie_ustrojstva_serii_vertikal_kso_ili_kru_ispytaniya_na_lokalizatsionnyuyu_sposobnost.html
78. <http://www.tekhar.com/Programma/HYUNDAI/krue.html>
79. http://www.tekhar.com/Programma/HYUNDAI/pdf_pict/KRU/KRUE/Hyundai_KRUE.pdf
80. <http://www.energyland.info/analitic-show-101029>
81. <https://www.cgglobal.com.ua/tms/files/KRUE.pdf>
82. <https://leg.co.ua/info/podstancii/krue-110-800-kv.html>

83. Methodical instructions for the course project on the subject: “High Voltage Apparatus” for the students of the specialty 141 – “Power, Electrical and Electromechanical Engineering” / Comp.: A. Afanasiev, V. Vasilevskij. – Zaporozhye: "Zaporizhzhia Polytechnic" National University, 2020. – 18 p.

84. Ozirskyi, V. M. Analysis of external insulation of optic-fiber 35 kV current transformer [Текст] / V. M. Ozirskyi, L. B. Zhornyak // Електромеханічні та енергетичні системи. Методи моделювання та оптимізації. Збірник наукових праць XVIII Міжнародної науково-технічної конференції молодих учених і спеціалістів у місті Кременчук 04–06 листопада 2020 р. – Кременчук, КрНУ, 2020. – С. 83-86.

85. The new state of the art in HV Current Transformers [Електронний ресурс] – Режим доступу: RHM International HV DryShield High Voltage Current Transformers <https://www.rhmint.com>

86. Trenchcompany [Електроний ресурс] – Режим доступу: <http://www.trenchgroup.com/en>

87. Zhorniak, L. Adaptable model of OLTC regulating transformer in MATLAB software [Text] / L. Zhorniak, O. Volkova, K. Shapka // Power Engineering and Information Technologies In Technical Objects Control: collection of scientific works / CRC Press / Taylor & Francis Group. – London, UK, 2016. pp.