

**МІНІСТЕРСТВО ОСВІТИ І НАУКИ УКРАЇНИ
ХАРКІВСЬКИЙ НАЦІОНАЛЬНИЙ УНІВЕРСИТЕТ
ІМЕНІ В. Н. КАРАЗІНА**

Навчально-науковий інститут Українська інженерно-педагогічна академія
Кафедра електротехніки та електроенергетики
Спеціальність 141 Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка
Освітньо-професійна програма Електричні станції, мережі та системи

ЗАТВЕРДЖУЮ

Завідувач кафедри

(підпис)

К.Т.Н., доцент Артем ЧЕРНЮК

(науковий ступінь, вчене звання, ім'я, прізвище)

«___» _____ 2025 р.

ЗАВДАННЯ

**на кваліфікаційну роботу дипломну роботу
другого (магістерського) рівня вищої освіти**

здобувачу вищої освіти Микита МЕРКУЛОВ

1. Тема «Розробка інтелектуальної системи діагностики силового трансформаторного обладнання»

затверджена наказом по академії № 4801-5/3665 від «06» жовтня 2025 р.

2. Термін здачі закінченої роботи «15» грудня 2025 р.

3. Вихідні дані до роботи/проєкту: Теоретичні та практичні розробки вітчизняних та зарубіжних авторів за темою роботи, періодичні видання

4. Зміст роботи/проєкту (перелік питань, які належить розробити):

ВСТУП; РОЗДІЛ 1 ОГЛЯД СУЧАСНОГО СИЛОВОГО
ТРАНСФОРМАТОРНОГО ОБЛАДНАННЯ; РОЗДІЛ 2. ОГЛЯД
ІНТЕЛЕКТУАЛЬНИХ СИСТЕМ ДІАГНОСТИКИ СИЛОВОГО
ТРАНСФОРМАТОРНОГО ОБЛАДНАННЯ; РОЗДІЛ 3. РОЗРОБКА
ІНТЕЛЕКТУАЛЬНОЇ СИСТЕМИ ДІАГНОСТИКИ СИЛОВОГО
ТРАНСФОРМАТОРНОГО ОБЛАДНАННЯ; ВИСНОВКИ; ПЕРЕЛІК
ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ

5. Перелік графічного матеріалу (презентаційний матеріал):

Слайди презентації

6. Консультант:

Розділ	Консультант	Підпис, дата		Оцінка (бали)
		Завдання видав	Завдання прийняв	

7. Дата видачі завдання «12» жовтня 2025р.

Керівник

(підпис)

Костянтин БРОВКО

(ім'я, прізвище)

Завдання прийняв до виконання _____ Микита МЕРКУЛОВ

(підпис)

(ім'я, прізвище)

КАЛЕНДАРНИЙ ПЛАН-ГРАФІК виконання кваліфікаційної дипломної роботи

№ з/п	Назва етапів роботи та питань, які мають бути розроблені відповідно до завдання	Термін виконання	Позначки керівника про виконання завдань
1	Визначення актуальності теми дослідження Проведення аналізу наукової літератури	02.10.25 — 05.10.25	
2	Виконання першого розділу дипломної роботи	06.10.25 — 15.10.25	
3	Виконання другого розділу дипломної роботи	16.10.25 — 29.10.25	
4	Виконання третього розділу дипломної роботи	30.10.25 — 26.11.25	
5	Оформлення пояснювальної записки	27.11.25 — 07.12.25	

Студент (ка)

(підпис)

Микита МЕРКУЛОВ

(ім'я, прізвище)

РЕФЕРАТ

Сторінок тексту – 82 ; рисунків – 39;
таблиць – 6; літературних джерел – 20.

У роботі проведено аналітичний огляд сучасних методів і засобів контролю технічного стану силових трансформаторів, розглянуто фізичні процеси, що впливають на їхню надійність, а також обґрунтовано вибір діагностичних параметрів. Розроблено структуру інтелектуальної системи, яка реалізує функції збору, обробки та аналізу даних у режимі реального часу.

Запропоновано алгоритм інтелектуальної обробки діагностичної інформації із застосуванням елементів нечіткої логіки, що дає змогу своєчасно виявляти відхилення від нормального стану, класифікувати типи дефектів та прогнозувати можливі відмови.

Проведено моделювання роботи системи на тестових даних, що підтвердило її ефективність і точність у виявленні критичних станів трансформаторного обладнання. Розроблена система може бути інтегрована до сучасних автоматизованих систем технічного обслуговування підстанцій.

Об'єктом дослідження є процес діагностики технічного стану силових трансформаторів в електроенергетичних системах.

Предметом дослідження є методики, алгоритми та технічні засоби онлайн-діагностики силових трансформаторів.

Мета роботи: розробка інтелектуальної системи онлайн-діагностики силових трансформаторів на основі аналізу та вдосконалення існуючих методик і діагностичних систем для підвищення надійності та ефективності експлуатації електроенергетичного обладнання.

Наукова новизна роботи полягає у використанні датчика ультрависокої частоти для вимірювання часткових розрядів, а також у застосуванні спеціального алгоритму аналізу розчинених газів.

Практична значущість. Розроблена система діагностики дозволяє дистанційно, у режимі онлайн, оцінювати технічний стан силового трансформаторного обладнання, своєчасно виявляти початкові зміни його технічного стану та оперативно здійснювати профілактичне обслуговування і ремонт, продовжуючи термін експлуатації трансформатора.

Завдання дослідження:

- аналіз відомих методик і систем діагностики силового трансформаторного обладнання;
- удосконалення відомих діагностичних систем і методик для їх застосування в інтелектуальних системах онлайн-діагностики;
- розробка на їх основі інтелектуальної системи онлайн-діагностики силових трансформаторів.

ABSTRACT

Pages of text – 82; pictures – 39;
tables – 6; literary sources – 20.

The paper provides an analytical review of modern methods and means of monitoring the technical condition of power transformers, considers physical processes that affect their reliability, and justifies the choice of diagnostic parameters. The structure of an intelligent system has been developed, which implements the functions of collecting, processing and analyzing data in real time.

An algorithm for intelligent processing of diagnostic information using elements of fuzzy logic has been proposed, which allows for timely detection of deviations from the normal state, classification of types of defects and prediction of possible failures.

The system operation has been simulated on test data, which confirmed its effectiveness and accuracy in detecting critical states of transformer equipment. The developed system can be integrated into modern automated substation maintenance systems.

The object of the study is the process of diagnosing the technical condition of power transformers in power systems.

The subject of the study is the methods, algorithms and technical means of online diagnostics of power transformers.

Purpose of the work: development of an intelligent system for online diagnostics of power transformers based on the analysis and improvement of existing methods and diagnostic systems to increase the reliability and efficiency of operation of power equipment.

The scientific novelty of the work lies in the use of an ultra-high frequency sensor for measuring partial discharges, as well as in the application of a special algorithm for analyzing dissolved gases.

Practical significance. The developed diagnostic system allows you to remotely, online, assess the technical condition of power transformer equipment, timely detect initial changes in its technical condition and promptly carry out preventive maintenance and repair, extending the service life of the transformer.

Research objectives:

- analysis of known methods and systems for diagnosing power transformer equipment;
- improvement of known diagnostic systems and methods for their application in intelligent online diagnostics systems;
- development of an intelligent online diagnostics system for power transformers based on them.

ЗМІСТ

ВСТУП.....	7
РОЗДІЛ 1. ОГЛЯД СУЧАСНОГО СИЛОВОГО ТРАНСФОРМАТОРНОГО ОБЛАДНАННЯ	9
1.1 Особливості силового трансформаторного обладнання	9
1.2 Дефекти силового трансформаторного обладнання	12
1.3 Моніторинг технічного стану силового трансформаторного обладнання	18
ВИСНОВКИ ДО РОЗДІЛУ 1.....	22
РОЗДІЛ 2. ОГЛЯД ІНТЕЛЕКТУАЛЬНИХ СИСТЕМ ДІАГНОСТИКИ СИЛОВОГО ТРАНСФОРМАТОРНОГО ОБЛАДНАННЯ	24
2.1 Огляд відомих інтелектуальних систем діагностики силового трансформаторного обладнання	24
2.2 Огляд датчиків і перетворювачів, що використовуються в інтелектуальних системах діагностики силового трансформаторного обладнання	30
2.3 Критичний аналіз відомих інтелектуальних систем діагностики та вибір робочого варіанта	37
ВИСНОВКИ ДО РОЗДІЛУ 2.....	39
РОЗДІЛ 3. РОЗРОБКА ІНТЕЛЕКТУАЛЬНОЇ СИСТЕМИ ДІАГНОСТИКИ СИЛОВОГО ТРАНСФОРМАТОРНОГО ОБЛАДНАННЯ	40
3.1 Розробка структурної схеми інтелектуальної системи діагностики	40
3.2 Вибір і розрахунок компонентів розроблюваної інтелектуальної системи діагностики	42

ВИСНОВКИ ДО РОЗДІЛУ 3.....	76
ВИСНОВКИ.....	78
ПЕРЕЛІК	ВИКОРИСТАНИХ
ДЖЕРЕЛ.....	80

ВСТУП

Актуальність. Зі збільшенням віку основного обладнання електричних мереж зростає потреба у знанні його внутрішнього технічного стану. З цією метою в останні роки були розроблені офлайн- та онлайн-методи діагностики систем силових трансформаторів. Онлайн-моніторинг здійснюється безперервно під час роботи і дає змогу фіксувати відповідні параметри, які можуть впливати на тривалість експлуатації трансформатора. Оцінка цих даних дозволяє виявити несправності трансформатора на ранній стадії, що має важливе значення для експлуатації електричних мереж. На відміну від цього, офлайн-методи потребують відключення трансформатора від електромережі та застосовуються під час планових перевірок або у випадках, коли трансформатор вже вийшов з ладу і був відключений.

Матеріали, представлені в цій випускній кваліфікаційній роботі, відображають сучасний стан і передові тенденції розвитку різних методів діагностики силових трансформаторів. Розглядаються відомі системи діагностики, їх теоретичні основи, підтверджені тематичними дослідженнями, результати та аналіз методик. Запропоновано вдосконалення відомих діагностичних систем і методик, за якими вони функціонують. Це дозволяє більш точно і своєчасно оцінити технічний стан силового трансформатора, виробити ефективнішу стратегію його експлуатації, профілактичних оглядів, технічного обслуговування та ремонту.

Актуальність роботи зумовлена необхідністю розробки сучасних методів діагностики, здатних у режимі онлайн контролювати роботу

силового трансформаторного обладнання з метою підвищення надійності системи електропостачання.

Об'єктом дослідження є процес діагностики технічного стану силових трансформаторів в електроенергетичних системах.

Предметом дослідження є методики, алгоритми та технічні засоби онлайн-діагностики силових трансформаторів.

Мета роботи: розробка інтелектуальної системи онлайн-діагностики силових трансформаторів на основі аналізу та вдосконалення існуючих методик і діагностичних систем для підвищення надійності та ефективності експлуатації електроенергетичного обладнання.

Наукова новизна роботи полягає у використанні датчика ультрависокої частоти для вимірювання часткових розрядів, а також у застосуванні спеціального алгоритму аналізу розчинених газів.

Практична значущість. Розроблена система діагностики дозволяє дистанційно, у режимі онлайн, оцінювати технічний стан силового трансформаторного обладнання, своєчасно виявляти початкові зміни його технічного стану та оперативно здійснювати профілактичне обслуговування і ремонт, продовжуючи термін експлуатації трансформатора.

Завдання дослідження:

- аналіз відомих методик і систем діагностики силового трансформаторного обладнання;
- удосконалення відомих діагностичних систем і методик для їх застосування в інтелектуальних системах онлайн-діагностики;
- розробка на їх основі інтелектуальної системи онлайн-діагностики силових трансформаторів.

РОЗДІЛ 1. ОГЛЯД СУЧАСНОГО СИЛОВОГО ТРАНСФОРМАТОРНОГО ОБЛАДНАННЯ

1.1 Особливості силового трансформаторного обладнання

Розвиток електроенергетики, будівництво потужних електростанцій та реалізація програми «електрифікації всієї країни» зумовили необхідність створення розгалуженої електричної мережі.

Від самого початку гостро постало питання зменшення втрат електричної енергії на шляху від місця її виробництва до точки споживання. Найбільш оптимальним рішенням, зокрема з економічної точки зору, було обрано значне підвищення напруги (до сотень кіловольт) для її передачі по лініях електропередач (ЛЕП). При цьому сила струму повинна бути мінімальною, оскільки втрати пропорційні квадрату струму. Для цього було створено високовольтне обладнання, головним елементом якого є силовий трансформатор (рис. 1.1). Рівні електроенергії наведено в табл. 1.1.



Рисунок 1.1 – Трансформатор ТД-40000/110-У1 (верхній ряд) та силові розподільчі трансформатори (нижній ряд)

Таблиця 1.1 – Рівні напруги, що застосовуються в електричних мережах

Виробництво електроенергії		Передача електроенергії		Споживання електроенергії
Підприємство	Рівні напруги, кВ	Пристрій	Рівні напруги, кВ	Рівні напруги, кВ
Атомна електростанція	3,15; 6,3;	ЛЕП	Високий: 110, 150,	Високий: 10, 6,3.
Гідроелектростанція	10,5;		220,	Низький: 0,66;
Теплоелектроцентраль	18,0; 20,0; 21,0; 24		330, 500, 750, 1150	0,38; 0,22

Принцип дії всіх трансформаторів ґрунтується на властивостях змінного магнітного поля. Конструкція трансформаторів має багато спільного, проте залежно від їх габаритів існують конструктивні відмінності. Основні елементи трансформатора показано на рис. 1.2.

Номенклатура силових високовольтних трансформаторів поділяється за класифікаційними ознаками відповідно до рівня напруги – на габарити. Загалом виділяють вісім габаритів. Найменший, перший габарит – до 100 кВА (номінальна потужність) і до 35 кВ (клас напруги обмотки); найпотужніший – понад 200000 кВА і понад 330 кВ.

Для охолодження трансформаторів застосовують різні способи – природні та примусові. Способи охолодження позначаються буквами [3]:

- С, СЗ, СГ і СД – сухі трансформатори;
- М, МЗ, Д, ДЦ, Ц – масляні трансформатори;
- Н – природне охолодження;

–НД – охолодження з примусовим обдувом.

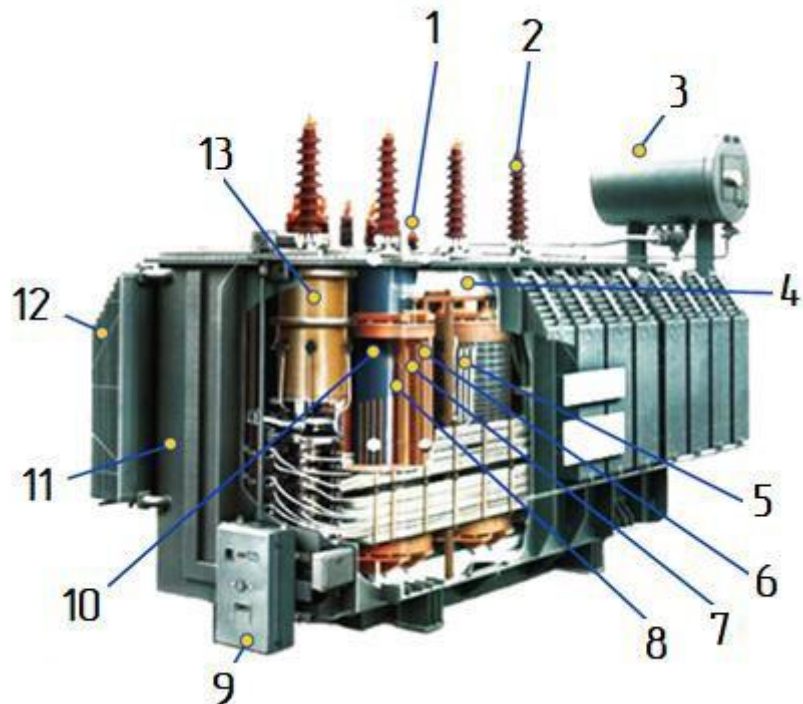


Рисунок 1.2 – Пристрій високовольтного трансформатора: 1 – ввід низької напруги (НН); 2 – ввід високої напруги (ВН); 3 – розширювальний бак; 4 – ярмо; 5 – відводи; 6 – регульовальна обмотка (РО); 7 – обмотка високої напруги (ВН); 8 – обмотка низької напруги (НН); 9 – електропривід; 10 – магнітопровід; 11 – бак; 12 – радіатори системи охолодження; 13 – привід перемикання відпайок навантаження (ПУ РПН)

Частина трансформаторів спроектована з урахуванням специфіки їх застосування. Наприклад, існують спеціальні трансформатори для ліній електропередач постійного струму (буква П у позначенні) або для використання на бурових установках (буква Б). На конструкцію трансформатора також впливають умови навколишнього середовища, в яких планується його експлуатація (позначення У, ХЛ, Т) та умови встановлення (наприклад, цифра 1 у позначенні – для роботи на відкритому повітрі).

Для підвищення діелектричної міцності обмоток і ефективного відведення тепла від обмоток бак трансформатора заповнюється спеціальним трансформаторним маслом, з якого попередньо видаляються волога (вода) та

повітря. Оскільки об'єм масла змінюється залежно від температури, передбачено розширювальний бак, у який перетікає надлишок масла.

Крім того, бак трансформатора виконує роль каркаса, на який монтується різноманітне додаткове обладнання: газове реле, вимірювач температури, показники рівня масла, трансформатори напруги та струму, засоби захисту від перенапруг (наприклад, запобіжники) тощо.

1.2 Дефекти силового трансформаторного обладнання

Робота трансформатора пов'язана з високими струмами та напругами, а для багатьох трансформаторів – з дуже високими. Тому дефекти можуть виникати в будь-яких елементах трансформатора. Розглянемо основні з них [2].

Для обмоток характерні як електричні пошкодження (порушення ізоляції – головної, поздовжньої, між паралельними гілками), так і механічні (деформації, ослаблення пресування, ослаблення кріплення електростатичного екрана, зменшення розмірів охолоджувальних каналів).

Для магнітопроводу характерні пошкодження ізоляції (міжлистової, вузлів стяжки та пресування – стяжних шпильок, бандажів, напівбандажів) і ослаблення пресування.

Дефекти перемикаючого пристрою пов'язані з особливостями його конструкції та роботи – наявністю взаємно рухомих деталей. Звідси можливі механічний знос деталей, ослаблення кріплення контактних з'єднань (КЗ), старіння масла, пошкодження ізоляції струмопровідних частин.

Основний бак може перегріватися через потоки розсіювання, з нього може витікати масло. Саме масло може старіти, забруднюватися, у ньому може підвищуватися вологість.

У системі охолодження можливі вихід з ладу вентиляторів, маслонасосів, засмічення труб і міжтрубного простору.

У вводах можливі перекриття та пробої, ослаблення контактних з'єднань, порушення їх цілісності, витік масла.

Для металевого каркаса характерні нагрівання потоками розсіювання та порушення ізоляції.

Також у трансформаторі можливий вихід з ладу окремих елементів системи захисту та контрольно-вимірювальної апаратури.

Багаторічні спостереження за роботою трансформаторів і збір статистичних даних у період з 2012 по 2022 роки дозволили визначити внесок окремих конструктивних елементів у загальну картину несправностей трансформаторів (див. табл. 1.2).

Таблиця 1.2 – Статистика відмов трансформаторів

Елемент конструкції трансформатора	Кількість несправностей, %, залежно від часу роботи			
	до 10 лет	11-20	21-30	свыше 31
Система охолодження	2,1	10	9,1	0
Обмотка	15,3	16,4	15,1	19
Витоки масла	6,8	11,1	13	7,9
Вводи	8,6	22,7	23	19,2
Магнітопровід	4,3	0	0	0
РПН	8,5	17	12,3	5,5
Інше	56,2	21,4	26,8	48,3

Таким чином, появі дефекту передують наступні процеси, що відбуваються в трансформаторі:

- підвищення вологості високовольтних вводів;
- неякісне складання (заводські дефекти);
- порушення працездатності системи охолодження;

- старіння ізоляції;
- перегрів активної частини;
- деформація обмоток;
- часткові розряди в ізоляції;
- несправність контактів перемикаючого пристрою (ПУ);
- вихід з ладу захисної апаратури, насамперед газового реле та вимірювачів температури;
- підвищення вологості масла тощо.

Отже, системи моніторингу в першу чергу повинні відстежувати саме ці показники технічного стану, причому бажано робити це безперервно. При цьому сам трансформатор має бути активним, тобто перебувати в експлуатації.

Статистика відмов силових трансформаторів

Точна інформація про досвід експлуатації високовольтного (ВН) обладнання є надзвичайно важливою. Велику роль відіграють як виробничі показники, так і показники обслуговування та ремонту такого обладнання. Це допомагає виробникам вдосконалювати свою продукцію та забезпечує зниження витрат при експлуатації обладнання.

Статистичний аналіз зафіксованих відмов дозволяє прогнозувати ймовірність відмов у майбутньому. Дані про надійність обладнання також необхідні для оцінки загальної надійності електроенергетичної системи. Більше того, міжнародні стандарти, що застосовуються до високовольтного обладнання, вдосконалюються на основі досвіду його обслуговування. Тому достовірність даних має вирішальне значення.

Було розроблено та затверджено анкету для збору статистики щодо збоїв в електромережах для силових трансформаторів у стандартизованій формі [27].

Окрім інформації про досліджувану енергосистему, дані про несправності було зібрано для різних груп і типів трансформаторів з точки зору місця виникнення відмови, причин, режимів роботи під час виникнення, дій енергосистеми, зовнішніх впливів та інших параметрів.

Основною несправністю вважалася будь-яка ситуація, яка вимагала відключення трансформатора від енергосистеми на період понад сім днів для обстеження, ремонтних робіт або заміни.

Необхідні ремонтні роботи мали включати серйозні відновлювальні заходи, які зазвичай потребують демонтажу трансформатора з місця встановлення та його повернення на завод для ремонту.

Серйозна відмова передбачає щонайменше відкриття трансформатора або бака пристрою РПН, або заміну вводів.

Несправність трансформатора, для усунення якої потрібні коригувальні роботи тривалістю понад сім днів, вважається серйозною відмовою, що впливає на безпечну експлуатацію трансформаторного обладнання.

У деяких випадках відмови також класифікувалися як основні, навіть якщо ремонт тривав менше семи днів, але при цьому здійснювався злив масла (наприклад, при заміні вводів).

Робоча група зібрала 964 серйозні відмови (збої), що сталися в період з 1996 по 2010 роки. Загальний термін експлуатації склав 167 459 трансформаторо-років, які забезпечували 58 енергокомпаній з 21 країни [28].

Роки випуску трансформаторів охоплюють період з 1950-х до 2009 року, а облікові періоди варіюються від 3 до 11 років (табл. 1.3).

Оскільки кількість діючих трансформаторів була надана лише за один рік, загальний термін служби трансформаторів було розраховано за припущенням, що кількість трансформаторів в експлуатації залишалася постійною протягом звітного періоду.

Кількість трансформаторів було помножено на тривалість базового періоду в роках, щоб отримати оцінку – загальну кількість трансформаторо-років (трансформатор/рік).

Таблиця 1.3 – Досліджена чисельність і частота відмов трансформаторів підстанцій

Технічна інформація	Найвища напруга системи						
	69≤кВ<100	100≤кВ<200	200≤кВ<300	300≤кВ<500	500≤кВ<700	кВ≥700	Всього
Кількість спостережуваних трансформаторів	2962	10932	4272	3233	434	348	22181
Загальний строк експлуатації трансформаторів, трансформатор/рік	15267	64718	37017	25305	4774	2991	150072
Кількість зафіксованих відмов, шт	144	280	186	152	27	10	799
Інтенсивність відмов, %	0,94	0,43	0,50	0,60	0,57	0,33	0,53

Частота відмов для таблиці 1.3 була розрахована за рівнянням (1.1):

$$\lambda = \frac{n_1 + n_2 + \dots + n_i}{(N_1 + N_2 + \dots + N_i) \times T} \times 100\% \quad (1.1)$$

де n_i – кількість відмов у i -му році; N_i – кількість трансформаторів, що працювали у i -му році; T – обліковий період (прийнято один рік).

Загальна частота відмов високовольтних і розподільчих підстанцій становила близько 1 % (табл. 1.3).

Дані про збої для всіх споживачів електроенергії були проаналізовані як функція основного місця розташування (компонента) в трансформаторі, де сталася відмова.

На рис. 1.3 наведено аналіз місця виникнення відмов для трансформаторних підстанцій напругою 100 кВ і вище відповідно.

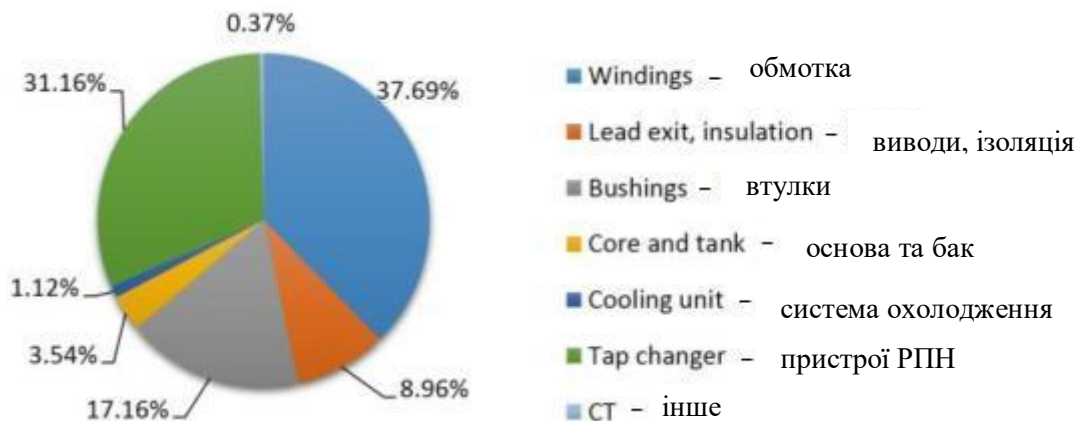


Рисунок 1.3 – Місця відмов трансформаторів підстанцій (> 100 кВ)
(на основі 536 основних відмов)

Найбільша кількість відмов в обох типах застосування трансформаторів (силових і розподільчих) припадала на відмови, пов'язані з обмотками. Відмови в обмотках (48 %) і виводах (13 %) силових трансформаторів (підвищувальних, понижувальних) мали вищий відсоток, ніж у розподільчих трансформаторах (38 % і 6 % відповідно). У трансформаторів на розподільчих підстанціях, навпаки, спостерігалася вища частка відмов, пов'язаних з пристроєм РПН (31 %), ніж у силових трансформаторів (12 %). Внесок відмов, пов'язаних з виводами, був однаковим для обох типів трансформаторів.

Високий відсоток відмов, пов'язаних з обмотками та виводами, свідчить про необхідність діагностики та технічного обслуговування саме цих компонентів. Таким чином, розробка сучасних методів і методик контролю цих частин трансформатора є актуальним завданням.

1.3 Моніторинг технічного стану силового трансформаторного обладнання

Розглянемо загальні методи визначення технічного стану силового трансформаторного обладнання.

Надійність системи електропостачання залежить від продуктивності та доступності її компонентів, основним з яких є силові трансформатори. У зв'язку зі збільшенням віку трансформатора, оцінка його стану, а отже – діагностика на місці, є важливими питаннями для забезпечення надійної роботи системи електропостачання. Протягом останніх десятиліть ведуться масштабні роботи з розробки надійних і точних методик оцінки стану.

Автономні методи (або офлайн-методи) потребують відключення трансформатора від електромережі і здебільшого застосовуються під час оглядів або у випадках, коли трансформатор вже вийшов з ладу. На відміну від них, онлайн-методи використовуються під час роботи обладнання і дають змогу відстежувати його стан у реальному часі (наприклад, електричну напругу, навантаження, температуру тощо).

Моніторинг – це безперервне застосування методів онлайн-вимірювань, які дозволяють відстежувати контрольовані параметри, здійснювати автоматичну оцінку зібраних даних і своєчасно виявляти відхилення (відмови).

Застосовність різних методів оцінки стану наведена в таблиці 1.4. У таблиці 1.4 використано такі аббревіатури:

- DGA – аналіз розчинених газів (у трансформаторному маслі);
- PD – частковий розряд (в ізоляції);

- IEC – Міжнародна електротехнічна комісія;
- UHF – надвисока частота;
- FRA (Frequency Response Analysis) – аналіз частотної характеристики;
- PDC – аналіз струмів поляризації та деполяризації (ізоляції);
- FDS – метод спектроскопії у частотній області.

Таблиця 1.4 – Стан різних методів оцінки технічного стану

Метод	Офлайн	Онлайн	Моніторинг	Поза пристроєм
Старіння масла (наприклад, колір, вологість, $\text{tg } \delta$ тощо)	xxx	xxx	x^1	xxx
Вміст похідних фурану в аналізі масла	xx	xx	—	xx
Аналіз DGA	xxx	xxx	xxx	xxx
PD (IEC 60270)	xxx	xx	x	xxx
Нетрадиційне вимірювання PD (наприклад, вимірювання UHF PD)	xx	xx	x	xx
Передавальна функція (FRA)	xxx	x	—	xxx
Діелектрична діагностика (PDC і FDS)	xx	—	—	xx
Термічний моніторинг	—	—	xx	—
Ступінь полімеризації (значення DP)	—	—	—	xxx

xxx – загальноприйнятий або стандартизований

xx – застосовується відповідно до спеціальних методик

x – прогресивний метод (перебуває на стадії розробки)

¹ – вимірювання вологості

«—» – не застосовується

Локальні пошкодження внутрішньої ізоляції можуть призвести до катастрофічного руйнування. Щоб зменшити такий ризик, силові трансформатори повинні пройти низку заводських випробувань до приймання та введення в експлуатацію, зокрема на частковий розряд (ЧР) (PD – partial discharge). Вимірювання часткових розрядів на місцях експлуатації трансформаторів часто обмежені неможливістю втручання в роботу трансформатора. Відповідно, електрична установка для вимірювання ЧР згідно з вимогами МЕК (Міжнародна електротехнічна комісія) 60270 зазвичай має обмеження щодо застосування для локальних онлайн-вимірювань.

Натомість точність нетрадиційних вимірювань ЧР методами надвисокої частоти (УВЧ) є достатньою і зазвичай не піддається впливу зовнішніх завад. Це особливо актуально в «шумному» електромагнітному середовищі.

При застосуванні методів FRA здійснюється порівняння вимірних передавальних функцій силових трансформаторів. Відхилення між частотними характеристиками вказують на електричні або механічні пошкодження обмоток. Інтерпретація відхилень між передавальними функціями не є стандартизованою процедурою і має потенціал стати більш надійним і значущим діагностичним методом, якщо в нього закладені кваліфіковані знання про конструкцію трансформатора конкретної моделі.

Зокрема, проведений аналіз розчинених газів (DGA) може надати відповідну інформацію про внутрішні несправності трансформатора. При природному старінні, теплових та електричних аваріях утворюються типові несправні гази, які розчиняються в ізоляційному маслі. Аналізуючи ці газові профілі та оцінюючи їх, можна визначити серйозність несправності. Онлайн-моніторинг вмісту розчинених газів є потужним інструментом, який дозволяє безперервно контролювати утворення «несправного» газу і таким чином гарантувати оптимальну роботу трансформатора.

Іншим фактором є оцінка стану старіння трансформатора. Старіння безпосередньо залежить від робочої температури та часу експлуатації обладнання. Обмежувальним фактором строку служби є погіршення паперової ізоляції. Це супроводжується появою вологи в процесі старіння. Таким чином, знаючи вміст вологи в твердій ізоляції, можна отримати уявлення про ступінь старіння і прийняти рішення щодо подальших дій. Оцінку вологості можна здійснити різними способами. Для автономних вимірювань на місці найбільш життєздатним інструментом є діелектрична спектроскопія. Волога впливає на діелектричні властивості ізоляційного матеріалу. Існують різні методи частотної спектроскопії (FDS).

Термін служби силового трансформатора значною мірою залежить від температури його конструкційних матеріалів. Через суттєвий вплив температури на процеси, що відбуваються в трансформаторі, глибокі знання про ці процеси становлять великий інтерес. Перехідні умови навантаження, зміни умов навколишнього середовища, застосування регульованих систем охолодження, різноманіття конструкцій елементів охолодження створюють у трансформаторі складну теплову систему. Крім того, конкретна конструкція певного трансформатора, з його матеріалами та встановленими компонентами, значно ускладнює можливість теплового моделювання і впливає на його точність. Тим не менш, знання про точний розподіл температури всередині трансформатора є актуальним завданням. Наприклад, за допомогою спрощеної теплової моделі трансформатора можна визначати постійний некритичний рівень перевантаження. Для діагностики можна використовувати моніторинг робочого стану охолоджувального агрегату.

ВИСНОВКИ ДО РОЗДІЛУ 1:

Робота трансформатора пов'язана з високими струмами і напругами, а для багатьох трансформаторів – з дуже високими. Тому дефекти трансформатора можуть виникати в будь-яких його елементах.

Велика робота з вивчення надійності силових трансформаторів була проведена за замовленням Міжнародної Ради з великих електричних систем високої напруги (CIGRE). Було проаналізовано роботу 22 181 силового трансформатора, що експлуатуються на території Німеччини, Франції та інших європейських країн. Термін експлуатації трансформаторів становив від 3 до 11 років. За цей час було зафіксовано 964 відмови, через які трансформатори відключалися від енергомережі. Інтенсивність відмов становила від 0,33 до 0,94 %. Незважаючи на зовні незначну кількість відмов, кожна з них спричинила великі матеріальні та фінансові втрати.

Тому необхідність розробки сучасних методів діагностики, здатних у режимі онлайн контролювати роботу силового трансформаторного обладнання з метою підвищення надійності системи електропостачання, є актуальним завданням.

Зібрана статистика свідчить про те, що найбільша кількість критичних відмов (тобто таких, при яких подальша експлуатація трансформатора неможлива) припадає на обмотки та пристрій РПН (понад 30%), а також на виводи (близько 15%). Тому в першу чергу необхідно розробляти методи діагностики саме цих систем трансформатора.

Щодо трансформатора, методи його діагностики поділяються на офлайн і онлайн. Автономні методи (або офлайн-методи) потребують відключення трансформатора від електромережі і здебільшого застосовуються під час оглядів або у випадках, коли трансформатор вже вийшов з ладу. На відміну від них, онлайн-методи використовуються під час роботи обладнання і дають змогу відстежувати його стан у реальному часі.

Тому розробка онлайн-моніторингу є набагато важливішим завданням, ніж удосконалення офлайн-діагностики.

Методи діагностики також можна класифікувати за їх доступністю та поширеністю: на загальноприйняті або стандартизовані, застосовувані відповідно до спеціальних методик, і прогресивні методи, що перебувають на стадії розробки. Для побудови моєї інтелектуальної системи діагностики я буду використовувати прогресивні методи та деякі вдосконалені мною.

РОЗДІЛ 2. ОГЛЯД ІНТЕЛЕКТУАЛЬНИХ СИСТЕМ ДІАГНОСТИКИ СИЛОВОГО ТРАНСФОРМАТОРНОГО ОБЛАДНАННЯ

2.1 Огляд відомих інтелектуальних систем діагностики силового трансформаторного обладнання

Системи діагностики (СД) силового трансформаторного обладнання можна класифікувати за чотирма основними ознаками:

- за можливістю автоматизації;
- за взаємодією об'єкта та компонентів системи діагностики;
- за застосуванням технічних засобів (ТЗ);
- за ступенем охоплення.

За можливістю автоматизації СД поділяються на ручні, неавтоматизовані, автоматизовані та автоматичні системи.

За взаємодією об'єкта та компонентів системи діагностики розрізняють:

- системи, що контролюють ключові технічні параметри об'єкта діагностики. При цьому об'єкт працює в штатному режимі. Відстежується ступінь відхилення параметра від допустимого значення;

- системи, що використовують для діагностики тестові впливи та аналізують реакцію на їх проходження. Як правило, об'єкт діагностики тимчасово відключається від роботи.

За застосуванням технічних засобів:

- використання спеціалізованих ТЗ;
- використання універсальних ТЗ;
- використання зовнішніх ТЗ;
- використання вбудованих ТЗ.

За ступенем охоплення завдань діагностики системи бувають локальні (виконують одну діагностичну задачу, наприклад, локалізацію місця дефекту) та загальні (виконують комплексну діагностичну роботу).

Онлайн-моніторинг присутній у всіх чотирьох класифікаційних ознаках, тому до нього можна застосувати окрему класифікаційну ознаку – за готовністю до миттєвого виконання дії. У даному випадку цією дією є запит на отримання діагностичної інформації. В іншому випадку – це офлайн.

Основною ознакою, за якою систему діагностики можна назвати інтелектуальною, є здатність системи аналізувати отриману діагностичну інформацію та виробляти рішення за її результатами, наприклад, провести профілактичне технічне обслуговування (ТО) трансформатора або зупинити його роботу. Головними причинами створення та експлуатації інтелектуальних систем діагностики трансформаторів (ІСДТ) є своєчасне прогнозування технічного стану трансформатора, оцінка ймовірності виникнення дефекту, а отже – своєчасне проведення ТО та ремонту.

Для визначення технічних параметрів усі ІСДТ застосовують одні й ті самі «стандартні» методи: хроматографічний аналіз газу, розчиненого в маслі, вимірювання повного опору короткого замикання тощо.

ІСДТ реалізовані у вигляді багаторівневої структури (рис. 2.1). На найнижчому рівні здійснюється збір діагностичної інформації за допомогою датчиків і нормування сигналів для їх передачі на наступний ієрархічний рівень за допомогою первинних перетворювачів. На наступному (другому) рівні виконується первинна обробка інформації, що надходить з першого рівня. На цьому рівні вже можливий розрахунок окремих діагностичних параметрів. Уся інформація на другому рівні оцифровується.

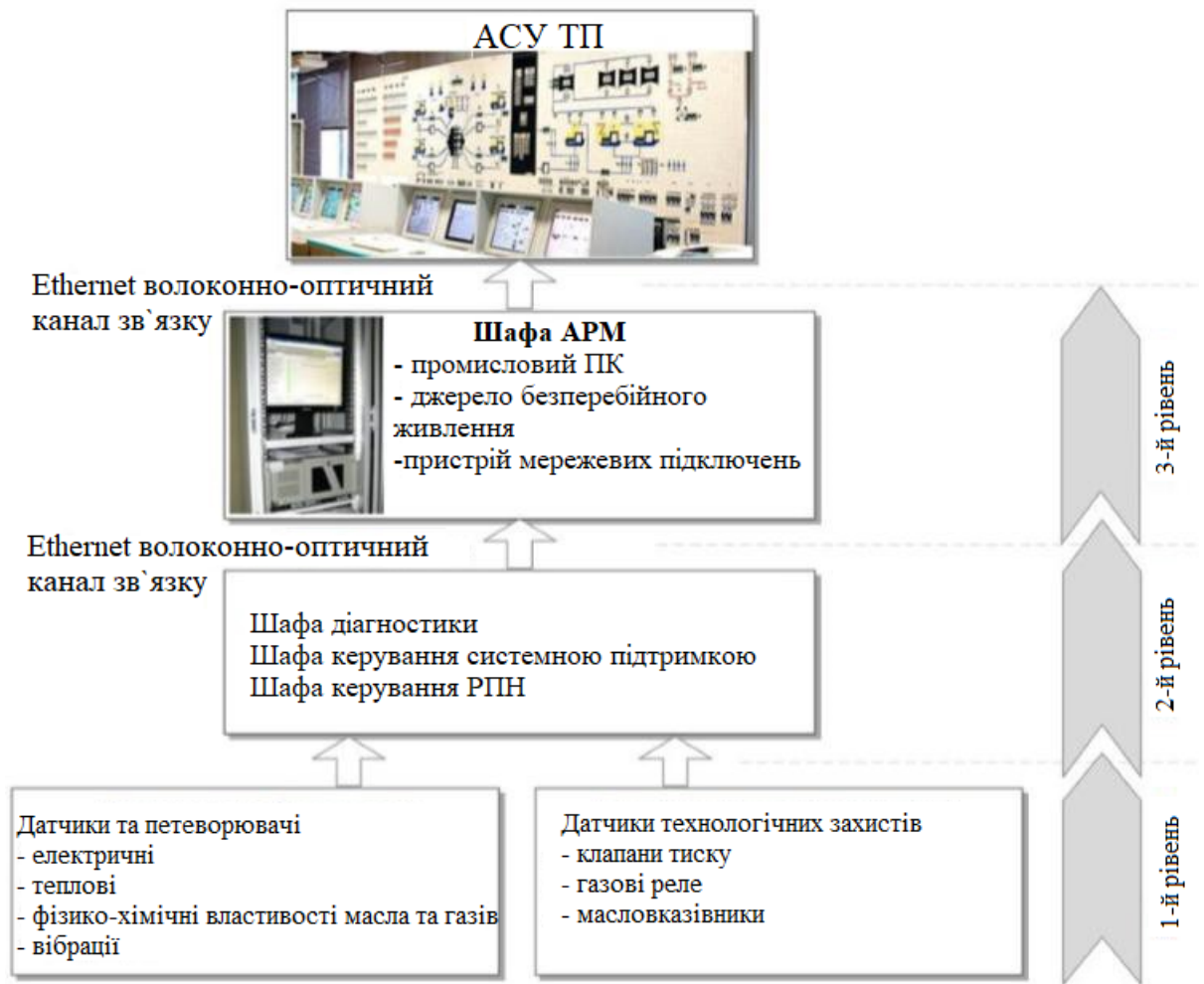


Рисунок 2.1 – Структурна схема ІСДТ

На наступному (третьому) рівні розташовується сервер збору даних. На цьому рівні здійснюється остаточний розрахунок діагностичних параметрів, виконується їх аналіз, інформація заноситься до баз даних. На цьому рівні інформація подається у зручному вигляді на моніторі з використанням спеціального інтерфейсу. Це дозволяє на місці оцінити стан контролюваного об'єкта. ЕОМ третього рівня обмінюється інформацією з «вищестоящою» ЕОМ центрального пульта управління та контролю електричної системи.

У шафі діагностики (рис. 2.2) підтримується мікроклімат для більш точного функціонування встановленого в ній обладнання.

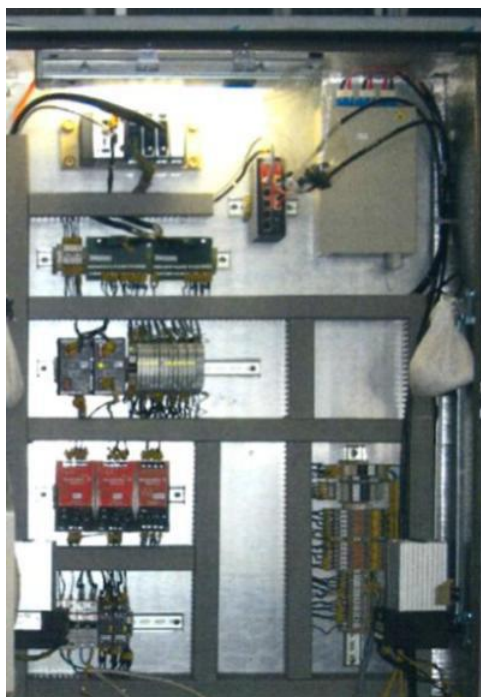
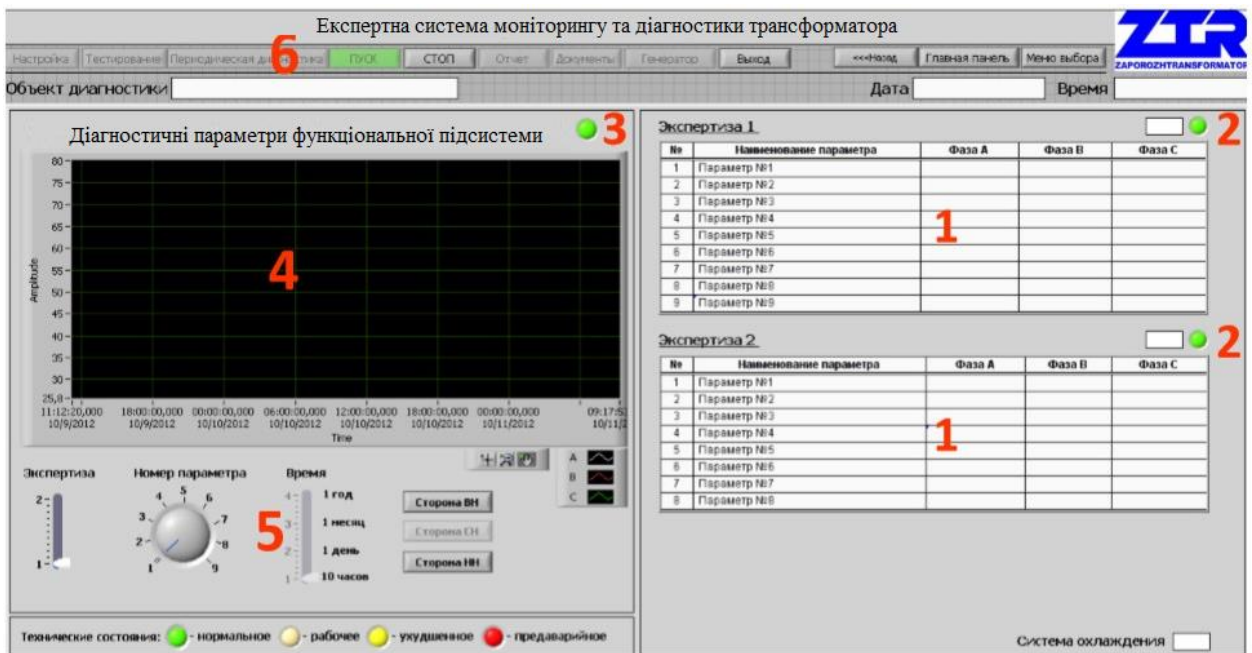


Рисунок 2.2 – Приклад реалізації шафи діагностики для силового трансформатора ТНЦ-1000000/500

Із встановленого обладнання можна виокремити перетворювачі вхідних/вихідних релейних сигналів з виходом RS-485 і Modbus, промисловий контролер, керований Ethernet-комунікатор, нормувальні перетворювачі вхідних аналогових сигналів з гальванічною розв'язкою та частотою перетворення 100 кГц.

На наступному рівні розташована шафа автоматизованого робочого місця (АРМ). Її висока надійність забезпечується застосуванням промислового комп'ютера з дубльованим жорстким диском та джерелом безперебійного живлення. На комп'ютері виконуються математичні розрахунки та проводиться експертиза отриманої інформації за спеціальними діагностичними алгоритмами, ведеться архів, формується база даних. Для відображення інформації про технічний стан об'єкта використовується РК-монітор. Для зручності пошуку та сприйняття інформації, експертизи (алгоритми) зібрані в різноманітні модулі, названі віртуальними приладами (рис. 2.3).



- 1 – діагностичні параметри у табличному вигляді
- 2 – індикатори завершення проведення експертиз
- 3 – індикатор зміни технічного стану трансформатора
- 4 – дисплей для динамічного відображення діагностичного параметра в часі
- 5 – панель керування дисплеєм
- 6 – панель керування режимами роботи

Рисунок 2.3 – Віртуальний прилад системи моніторингу «ЕСМДУ-ТРАНС»

Оскільки немає потреби постійно стежити за всіма контрольованими параметрами, в усіх системах передбачено зручний інтерфейс, найчастіше сумісний із головною або стартовою сторінкою. Як приклад, на рис. 2.4 показано стартове вікно системи моніторингу, впровадженої на електричній підстанції РЕМ. Біля кожного значка трансформатора (усього їх три: один ТНЦ-1000000/500, два ТРДНС-63000/35) розташований індикатор його технічного стану: зелений колір відповідає нормальному стану, бежевий – робочому, жовтий – погіршеному, червоний – передаварійному.

У зв'язку з великим обсягом оброблюваної інформації кожна система моніторингу має складно структуроване програмне забезпечення (ПЗ), як показано на рис. 2.5.

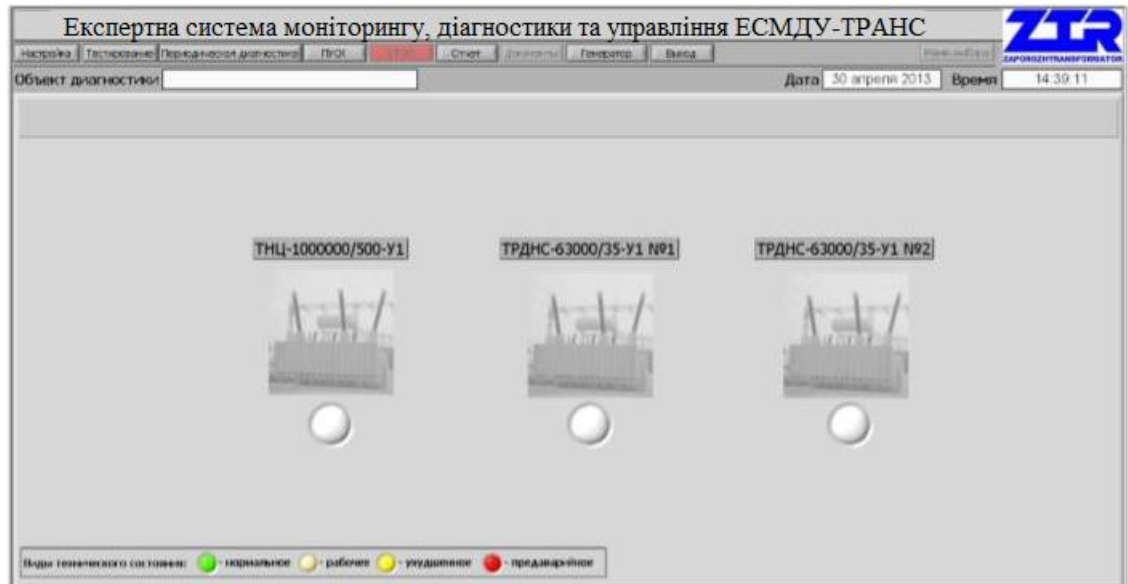


Рисунок 2.5 – Стартовое вікно системи моніторингу, впровадженої на електричній підстанції

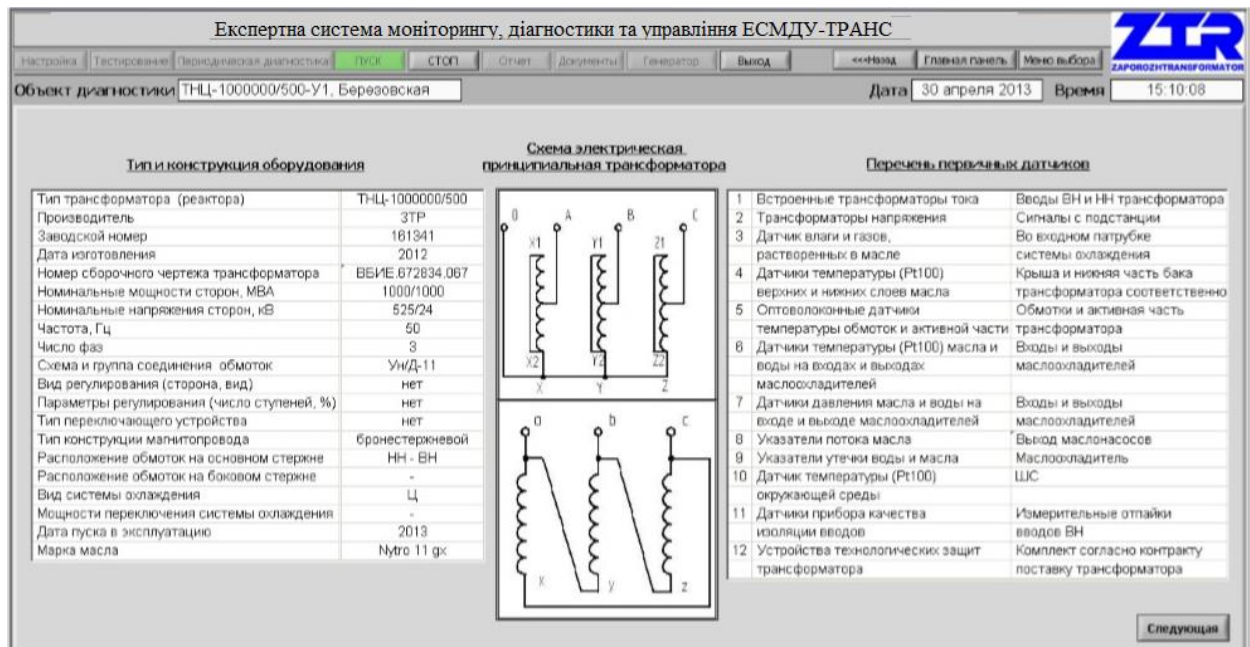


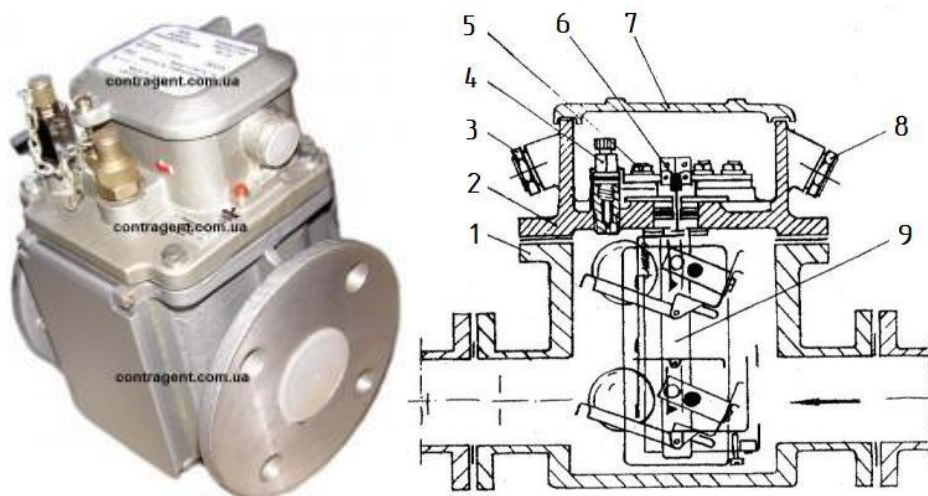
Рисунок 2.6 – Віртуальний прилад із довідковими даними на трансформатор ТНЦ-1000000/500-У1 системи моніторингу «ЕСМДУ-ТРАНС»

Впровадження (створення) бази даних у систему моніторингу є надзвичайно корисним інструментом, що суттєво підвищує інформативність системи та полегшує роботу обслуговуючого персоналу. Система моніторингу зберігає довідкові дані (рис. 2.6) щодо всіх структурних компонентів трансформаторів (обмотки, система охолодження, магнітна система тощо) та основних технологічних процесів (температура масла, параметри хроматографічного аналізу (ХАРГ), параметри фізико-хімічних властивостей трансформаторного масла тощо).

2.2 Огляд датчиків і перетворювачів, що використовуються в інтелектуальних системах діагностики силового трансформаторного обладнання

Здійснимо короткий огляд датчиків і перетворювачів, які застосовуються в ІСДТ.

Газове реле належить до апаратів релейного захисту обладнання, що працює в маслонаповненому середовищі. Найбільш поширеними є реле типу РГЧЗ-66, ПГ-22, ВГ-50, ВГ-80, РЗТ-50, РЗТ-80 (рис. 2.7) та інші.



1 – корпус; 2 – механічний блок; 3 – вихідний фланець; 4 – газовипускний клапан; 5 – клемник; 6 – контрольна кнопка; 7 – відкидна

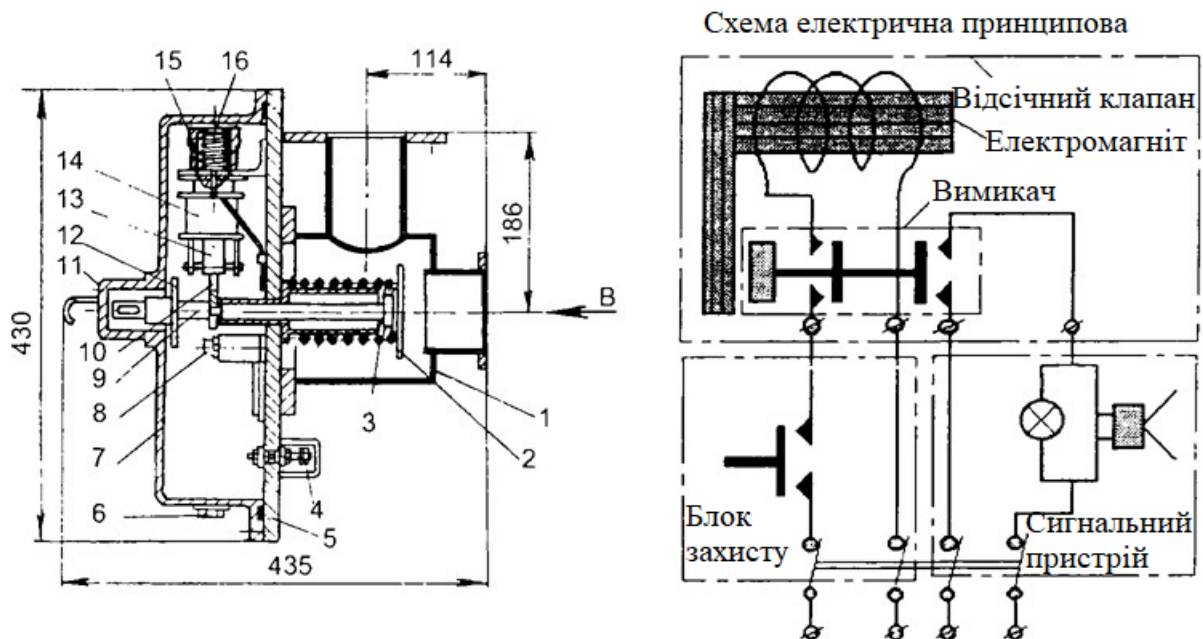
кришка; 8 – вхідний фланець; 9 – блок герметизованих магнітокерованих контактів

Рисунок 2.7 – Газове реле РЗТ-80

Основні характеристики РЗТ-80:

- виконання – двопоплавкове
- контакти – замикальні
- маса – 6 кг
- діаметр прохідного отвору – 80 мм
- порогове значення швидкості проходження масла через реле – 0,65; 1,0; 1,5 м/с

Відсічний клапан (рис. 2.8). Його призначення – зменшити наслідки аварії трансформатора. Основна функція – запобігання викиду масла з основного бака трансформатора. Для цього клапан встановлюється в трубопроводі між основним і розширювальним баком трансформатора та перекриває його у разі аварії.



1 – корпус, 2 – клапан, 3 – пружина, 4 – контакти, 5 – плита, 6 – пробка, 7 – кожух, 8 – кнопка, 9 – тяга, 10 –вилка, 11 – стакан, 12 – диск, 13 – якір, 14 – електромагніт, 15 – гайка, 16 – пружина.

Рисунок 2.8 – Відсічний клапан

Додаткова функція відсічного клапана – подача сигналу, наприклад, для активації системи пожежогасіння або передачі аварійного повідомлення на пульт керування. Для цього в конструкції передбачено електромагніт і систему контактів.

Індикатори рівня масла в баку трансформатора та баку ПУ.
Механічні та електромеханічні індикатори рівня масла бувають плоскими або трубчастими (фізичний принцип дії – за принципом сполучених посудин), а також стрілочними (рис 2.10). Трубчасті вимірювачі мають шкалу у вигляді вертикальної прозорої трубки з нанесеними поділками. Усі стрілочні прилади відповідно відображають рівень масла на циліндричному індикаторі зі стрілкою.

Серед стрілочних індикаторів рівня поширення набули вітчизняні прилади МС-1 і МС-2, а також зарубіжні – типу 026-042 фірми Qualitrol (Німеччина) та інші.

Сучасні вимірювальні системи рівня масла є універсальними засобами, розрахованими на різні об'єми трансформаторного бака. Для цього застосовується багатопоплавкова система, де переміщення поплавка відбувається як в осьовому, так і в радіальному напрямку. Крім того, для інтеграції в системи контролю, вимірювачі оснащуються аналоговими або цифровими виходами.



Рисунок 2.10 – Індикатор рівня масла MESSKO MTO-ST160(G)

Пристрій скидання аварійного тиску. Пристрій скидання тиску призначений для зменшення наслідків аварій на трансформаторі, що супроводжуються різким підвищенням тиску внаслідок газовиділення. Трансформатори потужністю понад 1000 кВА обов'язково повинні бути оснащені такими пристроями.

Для цього застосовуються або «вихлопні труби», закриті герметичною кришкою, яка вибивається під дією надлишкового тиску, або різні типи клапанів (рис. 2.11).

Сучасні запобіжні клапани скидання аварійного тиску вирізняються високою надійністю, тривалим терміном служби та широкими функціональними можливостями. Матеріали деталей клапанів спеціально підбираються залежно від їх призначення та середовища, з яким вони контактують. Наприклад:

- корпус (основна деталь), клапан, засувки – з нержавіючої сталі
- приєднувальний фланець – з алюмінію з хромовоокисним конверсійним покриттям
- внутрішні поверхні, що контактують з маслом – додатково покриті термічно осадженим порошковим покриттям



Рисунок 2.11 – Пристрій аварійного скидання тиску серії Qualitrol LPRD

Під час роботи трансформатора контроль температури обмоток (масла) здійснюється безперервно. Це має важливе значення для експлуатації трансформатора. Механічні вимірювачі температури побудовані на двох основних технологіях: сильфонній та на основі принципу пружини Бурдона. З'явившись одночасно з силовими трансформаторами, ці технології залишаються актуальними й сьогодні. Чутливим елементом таких вимірювачів є рідина, що змінює свій об'єм при зміні температури. У сучасних вимірювачах переміщення індикаторного механізму перетворюється на аналоговий або цифровий сигнал для зовнішнього пристрою (рис. 2.12).



Рисунок 2.12 – Вимірювачі температури

Датчик для вимірювання якості ізоляції вводів. Сам по собі датчик не має цінності з точки зору контролю параметрів стану високовольтних вводів. Інша, більш коректна назва цих елементів – пристрої приєднання (рис. 2.13).



Рисунок 2.13 – Пристрій приєднання системи контролю ізоляції високовольтних вводів

Пристрої реєструють струми провідності ізоляції вводів, імпульси часткових розрядів (як таких, що виникають в ізоляції вводів, так і всередині трансформаторів). Використовуючи дані цих двох сигналів, системи контролю або моніторингу розраховують зсув вектора струму провідності вводу, тангенс кута діелектричних втрат в ізоляції вводу, основну ємність вводу, а також наявність дефектів за параметрами часткових розрядів.

Прилади для проведення ХАРГ (хроматографічного аналізу розчинених газів) дуже різноманітні. Більшість сучасних газоаналізаторів дозволяють з похибкою менше ніж 5% визначити концентрацію газів у маслі без необхідності надсилання проб до спеціалізованих лабораторій. Загалом такі пристрої містять блок відбору проб та оброблювальний центр. Здебільшого проби відбираються безперервно або з певною періодичністю, що забезпечує контроль в онлайн-режимі.

Оброблювальні центри видають результати щодо виниклих дефектів, використовуючи трикутники або п'ятикутники Дюваля, а також коефіцієнти Роджера.



Рисунок 2.14 – Аналізатори ХАРГ

Прилади для вимірювання вмісту вологи в маслі об'єднуються з вимірювачами температури, мають дуже велику кількість моделей від різних виробників. Результатом вимірювання є або абсолютне значення кількості вологи в маслі в ppm (співвідношення маси вологи до маси масла), або відносне значення a_w (дорівнює нулю, якщо вологи немає зовсім, дорівнює одиниці – коли масло повністю насичене вологою). Більшість вимірювачів мають невеликий корпус із ЖК-індикатором і вимірювальний зонд (рис. 2.15).



Рисунок 2.15 – Серія вимірювачів вологості (трансмітерів) HMT360
Vaisala HUMICAP

Прилади для вимірювання часткових розрядів електричним методом являють собою складні інформаційно-обчислювальні комплекси. Наприклад, прилад R2100 (рис. 2.16) використовує під час роботи 12 вимірювальних каналів реєстрації часткових розрядів, 1 шумовий та 1 референсний канал. Частота фіксації параметрів становить від 0,5 МГц до 10 МГц. Результатом обробки отриманої інформації є побудова графіків реєстрації часткових розрядів.



Рисунок 2.16 – Прилад R2100

2.3 Критичний аналіз відомих інтелектуальних систем діагностики та вибір робочого варіанта

Спочатку інтелектуальні системи діагностики силових трансформаторів (поширена зарубіжна назва – експертні системи) будувалися навколо ХАРГ-аналізу. Діагноз встановлювався залежно від концентрації того чи іншого газу, їх співвідношення, з урахуванням температури та вологості масла. Подальший розвиток систем діагностики пішов шляхом розширення контрольованих параметрів, зокрема параметрів умов експлуатації, збору та обліку історії роботи трансформатора, прийняття рішень щодо подальшої експлуатації.

Швидко дійшовши висновку, що знання поточного стану трансформатора є корисним для його обслуговування та ремонту, але недостатнім для планування роботи енергосистем (з метою зниження можливих фінансових втрат), розвиток систем діагностики перейшов до

прогнозування стану трансформатора. Це, своєю чергою, вимагало розв'язання математичних задач.

Таким чином, системи моніторингу набули «інтелекту» і стали називатися інтелектуальними системами моніторингу з функціями підтримки обслуговуючого персоналу (збереження історії експлуатації трансформатора, надання рекомендацій оперативному персоналу, постановка діагнозу тощо).

На сьогодні точність прогнозу є досить високою. Мінімальна похибка становить 2%, максимальна – не перевищує 7%, що є прийнятним значенням для інженерних розрахунків.

На сьогоднішній день розроблено та впроваджено багато інтелектуальних систем моніторингу, які мають широкий набір функціональних можливостей:

- оперативний контроль за датчиками та інформаційними сигналами, що дозволяє виявити відхилення в роботі трансформатора та здійснити його дефектацію;
- критеріальний порівняльний аналіз, що дозволяє попередити про можливий вихід з ладу того чи іншого вузла або трансформатора;
- статистичний аналіз зібраної та збереженої в базі даних інформації, що дозволяє виявити зародження та розвиток дефектів;
- збір і ведення бази даних щодо експлуатації, ремонтів і технічного обслуговування, яка дозволяє відображати зміни навантаження трансформатора, склад масла, дегазацію масла, параметри у зв'язку з відключенням трансформатора, параметри у зв'язку з проведенням зварювальних робіт на трансформаторі, дані при пошкодженнях трансформатора тощо.

Система моніторингу повинна контролювати такі параметри трансформатора: струм, напруга; температура елементів трансформатора; інтенсивність часткових розрядів; газовий склад масла; вологість масла; стан РПН. Проблемою є висока вартість обладнання та технічних засобів для безперервного контролю параметрів трансформатора. Як наслідок, доцільно

здійснювати вимірювання головних вузлів трансформаторів або обмежитися безперервним контролем основних трансформаторів у системі електропостачання підприємства.

До базових параметрів, які необхідно відстежувати та вносити в історію експлуатації трансформатора, слід віднести: діелектричні характеристики твердої ізоляції; фізико-технічний аналіз масла; хроматографічний аналіз розчинених газів; опір обмоток на постійному струмі; втрати холостого ходу; коефіцієнт трансформації; опір короткого замикання; дані контролю часткових розрядів; дані тепловізійного контролю.

Діагностичні системи повинні базуватися на кількох видах оцінювання: застосування експертної бази, використання оперативних даних, рекомендації нечіткої логіки, висновки нейронної логіки, оптимізація біогенезисних алгоритмів. Представлені види оцінювання для прогнозування стану трансформатора повинні мати структурні взаємозв'язки різних типів: «або», «і або», «якщо», «що якщо», «або якщо, то» тощо.

ВИСНОВКИ ДО РОЗДІЛУ 2:

1. Темпи приросту потужностей у світовій енергетиці знизилися, а приріст виробництва електроенергії досягається за рахунок використання та вдосконалення методів експлуатації обладнання. Продовження строку служби електрообладнання на 20–30 років дає більшу вигоду, ніж його заміна на нове.

2. На силовий трансформатор впливають зовнішні чинники та аномальні режими енергосистеми. Велике різноманіття можливих дефектів трансформаторів, що виникають під час роботи, вимагає цілеспрямованого контролю та виявлення найбільш поширених і небезпечних дефектів.

3. Різноманіття дефектів, що виникають у трансформаторах, потребує великої кількості методів контролю їхнього стану. Все ширше застосовується при діагностиці стану силових трансформаторів математичний апарат нечіткої логіки та нейрогенезисних технологій. Його використання дозволяє нормувати параметри.

4. Складність вирішення задачі оцінки стану трансформатора, велика кількість оброблюваної інформації та потреба у знаннях висококваліфікованих експертів зумовили автоматизацію процесу прийняття рішень шляхом впровадження багаторівневих інтелектуальних систем діагностики.

5. Перевірка ефективності роботи програмних комплексів інтелектуальних систем діагностики для прогнозування як окремих параметрів трансформаторів, так і в сукупності, показала їхню працездатність. Глибина історії елементів і вузлів трансформатора при цьому повинна бути максимальною; її мінімальне значення має становити не менше п'яти років.

РОЗДІЛ 3. РОЗРОБКА ІНТЕЛЕКТУАЛЬНОЇ СИСТЕМИ ДІАГНОСТИКИ СИЛОВОГО ТРАНСФОРМАТОРНОГО ОБЛАДНАННЯ

3.1 Розробка структурної схеми інтелектуальної системи діагностики

Проаналізувавши відомі системи моніторингу силових трансформаторів, я розробив структурну схему, що відповідає всім сучасним вимогам, водночас не містить зайвої перевантаженості інформаційними потоками (рис. 3.1).

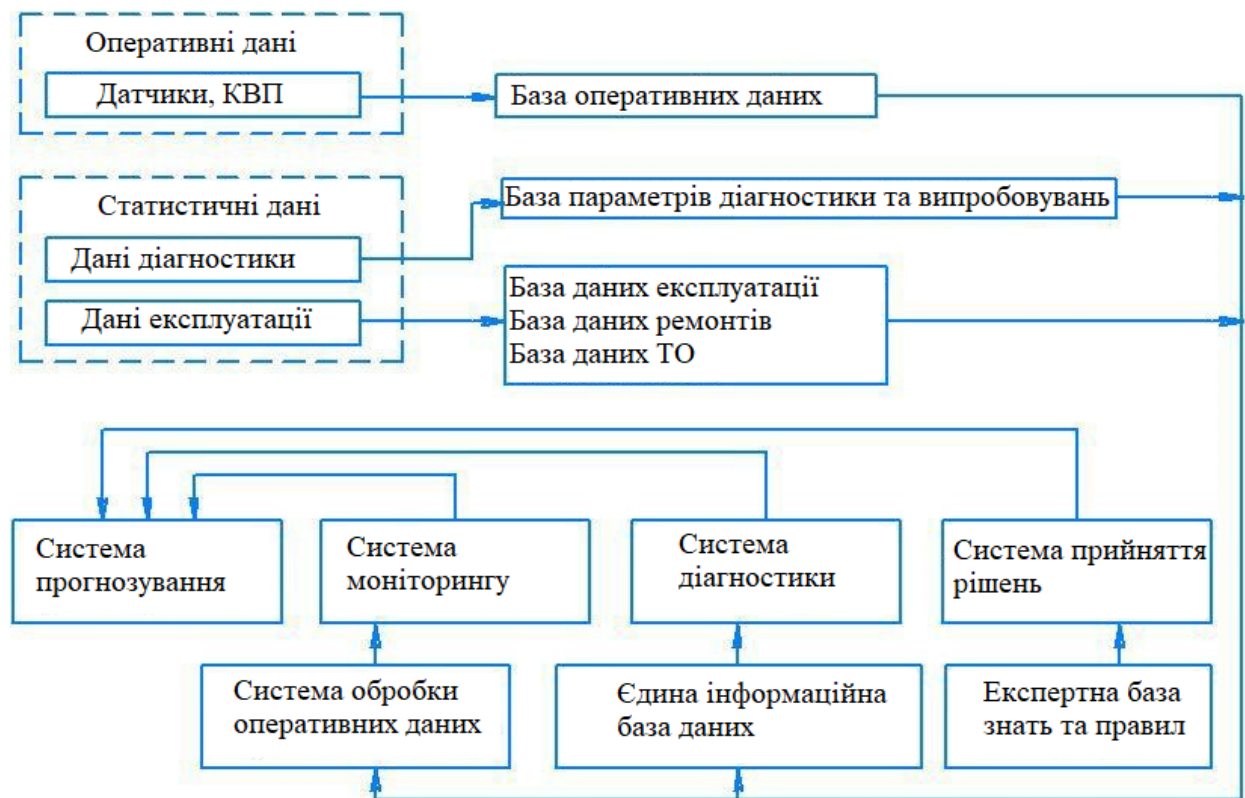


Рисунок 3.1 – Структурна схема розробленої інтелектуальної системи моніторингу

Роботу системи розглянемо з використанням умовних ієрархічних рівнів. Виділимо 5 рівнів.

На п'ятому рівні, найнижчому, здійснюється безперервний автоматичний збір діагностичної інформації, її первинна обробка (перетворення у форму, зручну для подальшої обробки), а також зберігання зібраної інформації (функція «чорної скриньки»). На структурній схемі до 5 рівня належать блоки «Оперативні дані», «База оперативних даних». Участь людини на цьому рівні не передбачається (за винятком обслуговування та ремонту самої системи моніторингу).

На 4 рівні розташоване автоматизоване робоче місце (АРМ) оператора. Тут формуються повідомлення та висновки щодо технічного стану трансформатора, а також рекомендації щодо експлуатації обладнання. На структурній схемі до 4 рівня належать блоки «Дані діагностики», «База параметрів діагностики та випробувань», «Система обробки оперативних даних», «Система моніторингу».

Наступні три рівні реалізуються в режимі обміну інформацією з комп'ютерами, розташованими у вищому диспетчерському пункті.

На 3 рівні здійснюється формування розширеної діагностичної інформації, розрахунок даних щодо технічного ресурсу обладнання. На структурній схемі до 3 рівня належать блоки «Дані експлуатації», «База даних експлуатації, ремонтів і ТО», «Система прийняття рішень».

На 2 рівні формуються зведені дані про технічний стан обладнання контрольованого трансформатора, а також рекомендації щодо стратегії його обслуговування. На структурній схемі до 2 рівня належать блоки «Експертна база знань і правил», «Єдина інформаційна база даних», «Система прийняття рішень», «Система прогнозування».

На 1 рівні здійснюється формування стратегії експлуатації та обслуговування контрольованого трансформатора. Рішення приймається інженерно-технічним персоналом на основі даних, зібраних і оброблених цією системою моніторингу.

Таким чином, представлена система діагностики може працювати як автономно – встановлена на окремому трансформаторі або електричній

підстанції, – так і в складі мережевої системи моніторингу, що охоплює певний район електричних мереж.

3.2 Вибір і розрахунок компонентів розроблюваної інтелектуальної системи діагностики

Діагностика часткових розрядів (ЧР). Вимірювальна техніка.

Електричне вимірювання часткового розряду відповідно до ІЕС 60270 зазвичай має обмеження щодо точності для локальних (онлайн) вимірювань через високий рівень електромагнітних завад під час роботи трансформатора.

Метод вимірювання ЧР із застосуванням сигналів СВЧ ґрунтується на тому, що ЧР під маслом – це дуже швидкі електричні процеси, які випромінюють електромагнітні хвилі з частотами в надвисокому діапазоні (СВЧ: 300–3000 МГц). Завдяки помірному ослабленню поширення СВЧ-сигналів усередині трансформатора, чутливість до виявлення електромагнітних хвиль є досить високою [18].

СВЧ-датчики, як показано на рисунку 20, можуть бути встановлені на трансформаторі під час його роботи через маслозаправний клапан.



Рисунок 3.2 – Зонд СВЧ для стандартного маслозаправного клапана

Заземлений трансформаторний бак має добрі екранувальні характеристики від зовнішніх завад, тому точність отриманого результату вимірювання дуже висока і дозволяє зробити висновок про якість і кількість ЧР.

Коли електричні або СВЧ-вимірювання ЧР показують наявність розрядів, наступним кроком для оцінки змін в ізоляції є тривимірна локалізація ЧР. Це може бути виконано на основі вимірювання часу прибуття акустичних сигналів ЧР з використанням п'єзоелектричних датчиків, встановлених на стінках трансформаторного бака.

Однак на акустичні сигнали ЧР впливають завади всередині бака від обмоток, магнітопроводу та відбиті сигнали від стінок. Рішенням є використання комбінації двох методів: чутливих СВЧ-сигналів ЧР для усереднення та акустичних сигналів ЧР для придушення шуму.

Завдяки усередненню сигналів, акустичні імпульси ЧР залишаються конструктивно перекритими, тоді як рівень шуму усереднюється майже до нуля [25].

Калібрування вимірювань часткового розряду

Принципова різниця між традиційними електричними вимірюваннями часткового розряду згідно з ІЕС 60270 та нетрадиційним вимірюванням ЧР із застосуванням СВЧ – це їх фізичні величини.

Рівень заряду в системі SI – пікоКулон (pC або пКл) – при електричному вимірюванні визначається інтегральною характеристикою перезарядки ємності.

Електромагнітне випромінювання ЧР вимірюється в мілівольтах (мВ) при вимірюванні СВЧ-датчиками.

Оскільки шлях поширення електромагнітних хвиль до кінця невідомий, обидва методи не можуть однозначно вказати точне місце дефекту.

Таким чином, фактичний рівень ЧР (у пКл або мВ) залишається невідомим протягом усього терміну служби силового трансформатора.

Втім, загальний рівень точності вимірювання ЧР досить високий, тому метод отримав широке визнання, особливо при заводських приймальних випробуваннях (FAT).

При наявності фонового шуму та коронного розряду існують певні недоліки для використання цього методу як для офлайн-, так і онлайн-моніторингу.

Теоретично обидві виміряні змінні містять однакову інформацію. Лінійне фізичне співвідношення між виміряною напругою антени СВЧ (у мВ) і присутнім електричним зарядом (у пКл) електричного вимірювання може бути продемонстровано в лабораторних умовах.

Однак це неможливо простежити в складних конструкціях, таких як силові трансформатори. СВЧ-антени приймають електромагнітне випромінювання ЧР безпосередньо в маслі всередині бака трансформатора, який діє як «клітка Фарадея».

Очевидно, що зазвичай вимірювання СВЧ вигідно використовувати при наявності зовнішніх впливів (завад). Це робить його придатним для обох типів вимірювань – на відкритому повітрі (встановлення трансформатора на відкритому майданчику) у звичайному режимі, при випробуваннях у лабораторних умовах з низьким рівнем шуму, як приймальне випробування на місці (SAT) після транспортування та встановлення трансформаторів.

Технічні характеристики роблять метод СВЧ цікавим як доповнення до стандартних випробувань трансформатора, коли його точність може бути визначена і відома в кожному конкретному випадку (для кожного типу і моделі випробуваного трансформатора).

На точність вимірювання електричних та електромагнітних складових ЧР впливають:

- тип і фактичний рівень джерела ЧР;
- ослаблення сигналу від точки виникнення до точки його вимірювання;
- чутливість датчика (СВЧ-антена, зв'язувальний конденсатор або квадрупольний конденсатор);
- втрати в вимірювальному кабелі та чутливість вимірювального пристрою.

Вплив електричної установки (зв'язувального конденсатора і квадруполя) та вимірювального пристрою може бути скоригований за допомогою калібрування для електричних вимірювань згідно з методикою, викладеною в ІЕС 60270.

Щоб визначити чутливість СВЧ-датчика, має бути відомий його коефіцієнт підсилення (AF), який може визначатися за допомогою вимірювальної заповненої маслом GTEM-камери [26] (Gigahertz Transverse Electro-Magnetic: гігагерцова поперечна електромагнітна камера).

Чутливість антени залежить від її конструкції щодо довжини електромагнітної хвилі. Антени зазвичай описуються різними характеристичними значеннями, наприклад, коефіцієнтом підсилення.

Для антен, які не визначені фізичною областю, можна прийняти ефективну довжину антени AF за формулою (3.1):

$$AF(f) = \frac{E(f)}{U(f)} \quad (3.1)$$

де $U(f)$ – напруга на виводах антени; $E(f)$ – напруженість електричного поля на антені.

Для оцінки антени використовується відповідна спеціально розроблена маслорозповнена GTEM-камера [12]. GTEM-камера являє собою розширений коаксіальний провідник, у якому певне електромагнітне поле може впливати на випробуване обладнання (ВО) без завад від електромагнітного випромінювання навколишнього середовища. У камері визначається тестовий об'єм, у якому розміщується ВО. У тестовому об'ємі, в ідеалі, камера забезпечує однорідний розподіл електричного поля E_{hom} і ортогональне магнітне поле TEM. Крім того, напруженість електричного поля E_{hom} у тестовому об'ємі має бути відома для AF при розрахунку ВО.

Автофокусування СВЧ-датчика ЧР може бути виміряне з використанням коефіцієнта передачі S_{21} (характеристика передачі в прямому

напрямку) (див. рисунок 21). Вимірювальна установка складається з заповненої маслом GTEM-камери з установленим СВЧ-датчиком і векторного аналізатора мережі (VNA). Глибина встановлення датчика має бути такою ж, як і при подальших вимірюваннях на трансформаторі. У нашому прикладі використовується глибина вставки 50 мм від стінки резервуара.

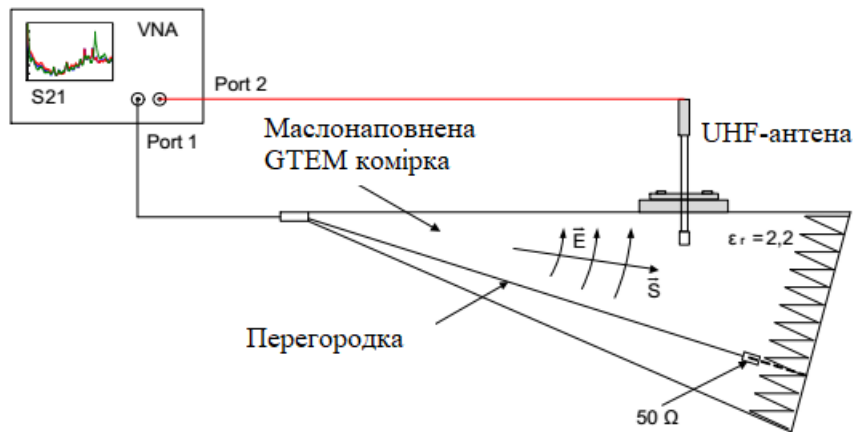


Рисунок 3.3 – Вимірювання характеристики передачі S_{21} для визначення коефіцієнта підсилення антени

У цій конфігурації вхідний порт GTEM-камери збуджується синусоїдальним розгортанням частоти від 300 кГц до 3 ГГц, яке генерується векторним аналізатором мережі (VNA). Другий порт VNA одночасно вимірює результуючу напругу на виході СВЧ-датчика. Отриманий коефіцієнт передачі S_{21} може бути перетворений у коефіцієнт підсилення СВЧ-датчика, якщо врахувати напруженість електричного поля в тестовому об'ємі.

Наприклад, на рис. 3.4 показані рівні сигналів (AF, dB/m) двох вимірювань СВЧ-датчиком для двох комбінацій трансформаторного обладнання.

У порівнянні з реальним трансформатором, вимірювання характеристик GTEM-камери враховує лише вплив самого датчика (без урахування впливу маслозаправного клапана), тому може розглядатися як перший етап процедури калібрування.

Для досягнення з'явального методу системи СВЧ-вимірювань потребують калібрування, включаючи перевірку чутливості СВЧ-антени, встановленої на трансформаторі.

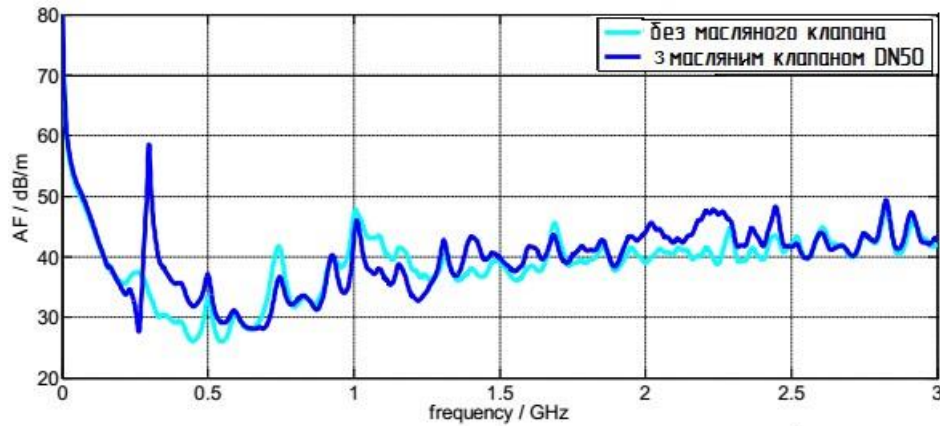


Рисунок 3.4 – АЧС СВЧ-датчика, виміряна в ГТЕМ-камері

На першому етапі відомий СВЧ калібрувальний імпульс вводиться у вимірювальну установку без антени, щоб відкалібрувати кабель і саме вимірювальне обладнання (рис. 3.5).

З цього калібрувального вимірювання можна розрахувати коефіцієнт калібрування K_1 :

$$K_1 = \frac{U_0}{U_m} \quad (3.2)$$

На другому етапі характеристика датчика включається в калібрований тракт із використанням його автофокусування (f).

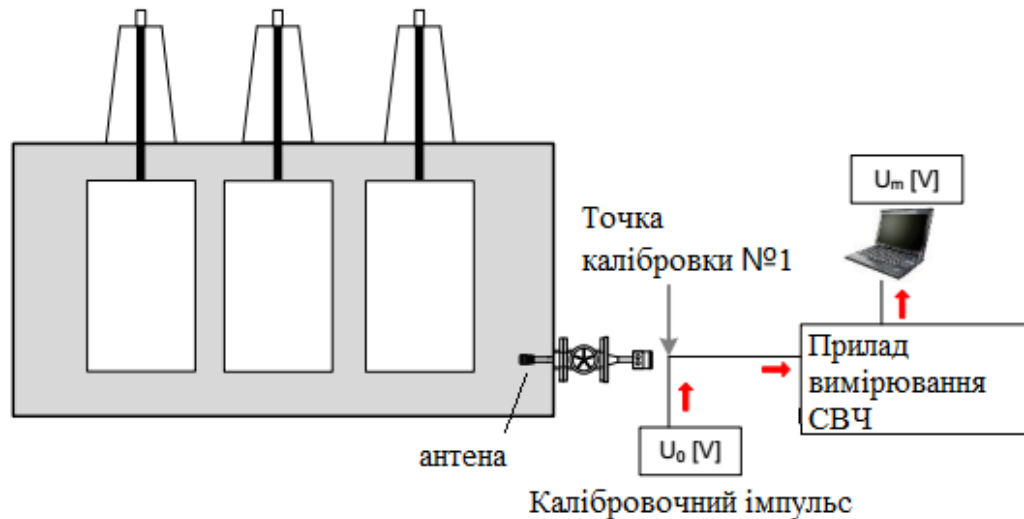


Рисунок 3.5 – Калібрування вимірювального пристрою та кабелів

Відома передавальна функція, що надається АФ, дозволяє зміщувати точку калібрування від точки введення калібратора до антени СВЧ всередині трансформатора.

Щоб спростити процедуру калібрування, частотозалежну $AF(f)$ можна звести до скалярного поправочного коефіцієнта AF_s , який з достатньою точністю представляє найбільш поширені частоти СВЧ часткових розрядів.

Пропонується використовувати середнє значення $AF(f)$ в діапазоні від 300 МГц до 1 ГГц як скаляр.

$$AF_s = \text{mean}_{300\text{MHz} \leq f \leq 1\text{GHz}} AF(f) \quad (3.3)$$

Отримані значення АФ можуть використовуватися в його делогарифмованій формі K_2 для корекції сигналів у часовій області.

$$K_2 = 10^{\frac{AF_s}{20}} \quad (3.4)$$

На рисунку 24 показано приклад спрощення $AF(f)$ до середнього значення AF_S і нової точки калібрування, яка зміщена всередині трансформатора до СВЧ-антени.

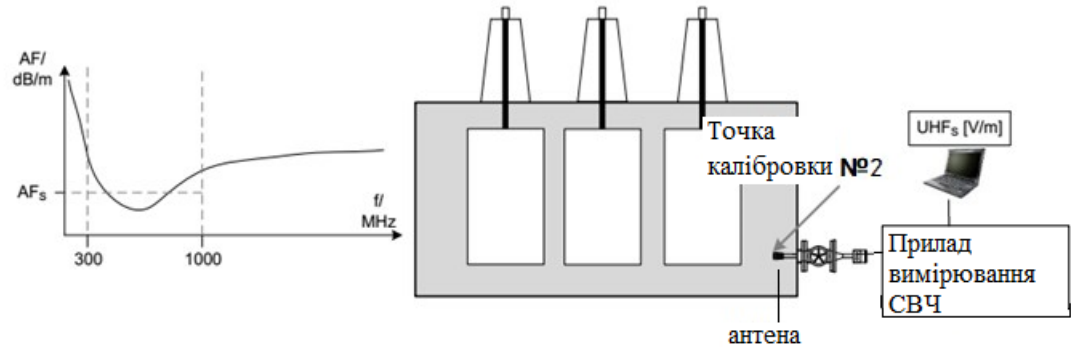


Рисунок 3.6 – Калібровка датчика СВЧ

Ідея використання середнього значення частотозалежної $AF(f)$ підходить лише для широкосмугового діапазону системи вимірювання СВЧ.

При використанні вузькосмугової вимірювальної системи фактичне значення AF , що відповідає центральній частоті, має застосовуватися для розрахунку K_2 .

Повний коефіцієнт калібрування СВЧ K_{UHF} розраховується:

$$K_{UHF} = K_1 \times K_2 \quad (3.5)$$

Імпульс U_m , виміряний за допомогою системи СВЧ-вимірювання, тепер можна скоригувати, і його значення корелює з електричним полем, що випромінюється частковим розрядом, тобто відображає його. Це значення можна назвати «здаваним СВЧ-сигналом (UHF_S)» – за аналогією зі «здаваним зарядом» електричного вимірювання часткового розряду. Це видається очевидним, оскільки воно не пов'язане безпосередньо з фактичним значенням ЧР, але дозволяє порівнювати різні системи вимірювання (включаючи СВЧ-датчики, кабелі та вимірювальні прилади) при їх калібруванні.

$$U_{HF_S} = K_{UHF} \times U_m \quad (3.6)$$

Онлайн-моніторинг часткових розрядів

Онлайн-моніторинг силових трансформаторів, який підтримує стандартизовані методи діагностики, є актуальним завданням, і його значення неухильно зростає. Безперервне вимірювання та аналіз процесів, що відбуваються в трансформаторі, дозволяють виявляти та відстежувати небажані зміни на ранній стадії. Для часткових розрядів СВЧ-моніторинг є зручним і прогресивним рішенням, оскільки вимірювання здійснюється всередині бака і, відповідно, набагато менш чутливе до зовнішніх завад. Крім того, він застосовний до трансформаторів, що перебувають в експлуатації. Значний обсяг даних, зібраних під час онлайн-діагностики, потребує відповідної оцінки. Автоматизація процесу обробки даних є неминучою.

Силовий масляний трансформатор з номінальною напругою 110/10 кВ і номінальною потужністю 120 МВА був перевірений на енергоспоживання [19]. Система вимірювання СВЧ ЧР в онлайн-режимі реєструвала сигнали СВЧ ЧР з рівнем 35 дБ (з підсиленням) і смугою 9 МГц на центральній частоті 505 МГц. Фаза L1 використовувалась для фазової кореляції. Оскільки трансформатор працює лише за потреби (резервний), він не перебував у постійній роботі та обслуговуванні. Інформація про вимірювання доступна протягом приблизно 65 днів з 2009 по 2012 рік.

У цьому тематичному дослідженні представлено підхід із використанням методу аналізу патернів (шаблонів, образів, зафіксованих картинок) з фазовим розділенням. Типові моделі з відомих джерел ЧР приводяться до абстрактної форми, яка однозначно характеризує форму джерела ЧР. Цей шаблон порівнюється з виміряним фазовим розділенням часткового розряду (PRPD). Виявлено закономірності, отримані з даних моніторингу. Порівняння між шаблоном і отриманими даними здійснюється за допомогою двовимірного нормалізованого алгоритму взаємної кореляції.

Відстеження джерела ЧР з часом оцінюється за допомогою безперервної кореляції. Ввівши набір шаблонів для кореляції, було визначено прогрес окремих ЧР і ідентифіковано їх джерела.

Крос-кореляція – це алгоритм розпізнавання візерунків на зображеннях. Чим більше схожість між двома зображеннями, тим вищий їхній коефіцієнт кореляції. Для нормалізації використовується перехресна кореляція, яка забезпечує значення коефіцієнтів кореляції в межах від -1 до $+1$ для кожної елементарної матриці. Таким чином, взаємні кореляції різних зображень стають порівнюваними. Коефіцієнт кореляції «1» вказує на точне співпадіння шаблону (на практиці не зустрічається), тоді як « -1 » означає область, де співпадіння зображення і шаблону відсутнє («негативне зображення», також не зустрічається на практиці). На рис. 3.7 показано три типові схеми ЧР розглянутого трансформатора, які відрізняються одна від одної часом фіксації.

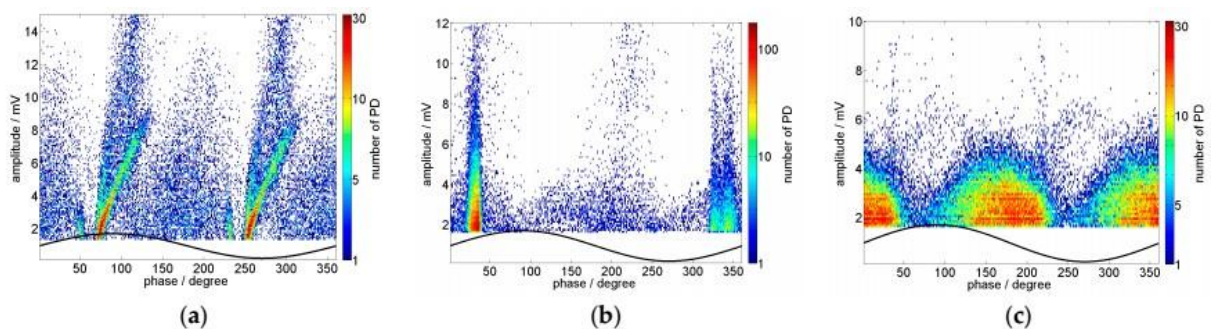


Рисунок 3.7 – Схеми часткового розряду (PRPD) з фазовим розділенням СВЧ: а — патерн 1; б — патерн 2; с — патерн 3

Шаблони мають відстежуватися з часом. Тому постійний потік даних ЧР розбивається на сегменти однакової тривалості. Для кожного сегмента генерується шаблон PRPD, який потім корелюється з шаблонами, отриманими під час вимірювань. Визначення адекватного періоду часу залежить від поведінки джерела з часом. Рис. 3.7, а демонструє високу волатильність (змінність), тому тривалість запису шаблону встановлена короткою — протягом 1 хвилини.

Максимальне значення матриці кореляції представляє коефіцієнт кореляції для відповідного часового сегмента. Приклад такої кореляційної матриці наведено на рис. 3.8. Коефіцієнт кореляції розраховується з використанням шаблону, подібного до шаблону на рис. 3.7, а. Значення коефіцієнта кореляції показано червоним кольором (ліва вісь), для порівняння нанесено кількість ЧР/хв (чорний колір, права вісь).

На рис. 3.7 показано гістограму для кожного шаблону (патерна).

- Шаблон 1 (рис. 3.7, а) присутній лише 15% часу, демонструючи переривчасту поведінку.
- Шаблон 2 (рис. 3.7, б) має вищу частоту появи і виявляється протягом 40% часу вимірювання.
- Схема 3 (рис. 3.7, с) є домінуючим джерелом, який виявляється у 60% випадків протягом усього періоду спостереження.

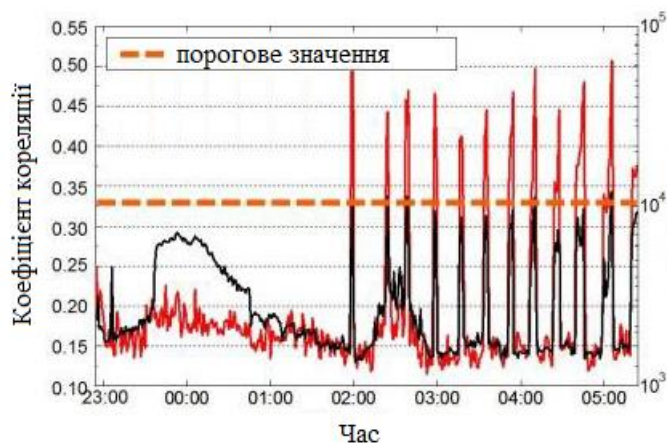


Рисунок 3.8 – Кількість часткових розрядів (ЧР) на хвилину та коефіцієнт кореляції

Таким чином, суттєвою перевагою представленого методу є його застосування для дуже великих масивів даних часткових розрядів (наприклад, із систем моніторингу трансформаторів). У наведеному випадку були проаналізовані дані моніторингу за 65 днів. Відповідно, порівняння здійснювалося з трьома моделями PRPD, типовими для цього конкретного трансформатора. Використовуючи взаємну кореляцію, можна відстежувати

закономірності протягом періоду моніторингу з точки зору їх зовнішнього вигляду та фазової позиції.

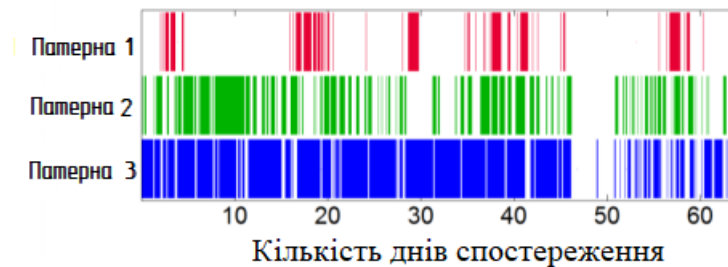


Рисунок 3.9 – Результати алгоритму розпізнавання визначених патернів 1–3

Локалізація часткових розрядів

У зв'язку зі збільшенням концентрації розчинених газів у маслі (аналіз DGA) однофазний автотрансформатор 333 МВА, 400/220 кВ був перевірений на місці та за допомогою онлайн-моніторингу часткових розрядів. Високий рівень електромагнітного шуму на підстанції суттєво заважав електричному вимірюванню ЧР, виконаному відповідно до ІЕС 60270 на частотах нижче 1 МГц. Було виявлено джерело шуму – шина 400 кВ над трансформатором, яка створювала чутний коронний розряд [14]. Було прийнято рішення провести СВЧ-вимірювання ЧР для виявлення та аналізу часткових розрядів. Необхідно було зменшити або виключити вплив зовнішнього електромагнітного та акустичного шуму на точність вимірювань.

Оскільки трансформатор був обладнаний трьома масляними клапанами, на їх місця були встановлені три ідентичні СВЧ-датчики. На рис. 3.10 показано розташування датчиків: три СВЧ-датчики (СВЧ1, СВЧ2, СВЧ3) і шість акустичних датчиків (А1 – А6). Джерело часткового розряду позначено червоною заштрихованою областю.

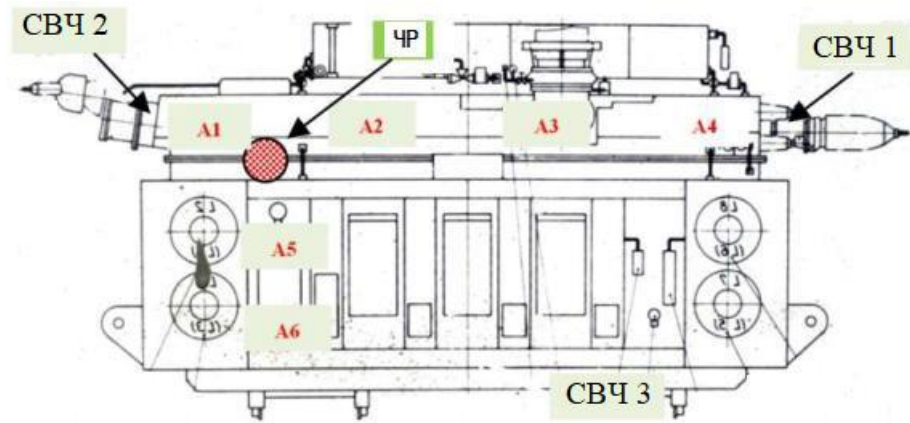


Рисунок 3.10 – Розташування СВЧ та акустичних датчиків ЧР і локалізованого джерела ЧР в однофазному автотрансформаторі 333 МВА / 400 кВ

При номінальній напрузі сигнали СВЧ від внутрішніх джерел часткових розрядів були виявлені всіма трьома СВЧ-датчиками. Швидкість поширення електромагнітних хвиль усередині трансформатора становить приблизно $2/3$ швидкості світла. Таким чином, для локалізації ЧР СВЧ-сигнали фіксуються практично одночасно. Навпаки, швидкість акустичних хвиль становить 1400 м/с, що забезпечує час проходження в межах мілісекунд. Принаймні з трьома акустичними датчиками та відповідним часом поширення можна розрахувати точку перетину хвиль і, відповідно, місцезнаходження ЧР.

Слід припускати, що акустична енергія (акустичні хвилі) проходить безпосередньо в полі зору від джерела ЧР до датчика без будь-яких відбиттів. Крім того, процес акустичної локалізації часткового розряду також пов'язаний із поширенням акустичних хвиль. Хвилі швидше проходять через стінку сталевого бака, ніж через трансформаторне масло. Час поширення акустичних сигналів може бути точно розрахований за критерієм Хінклі, який базується на вимірюванні енергії сигналу.

Як показано на рис. 3.11, розташування джерела ЧР знаходиться в безпосередній близькості до виводів, але з зовнішнього боку бака. Таким чином, похибка становить близько 40 см по всіх просторових осях. Час

поширення хвиль був виміряний за допомогою шести датчиків: трьох СВЧ-датчиків (СВЧ1 – СВЧ3) і трьох акустичних датчиків (А2, А5, А6), розміщених поблизу джерела ЧР.

Після доставки трансформатора на ремонт виробнику результат локалізації ЧР був підтверджений акустичною локалізацією ЧР, рекомендованою ІЕС, в екранованій зоні випробувань. У результаті трансформатор не був розібраний. Візуальний огляд активних частин на пристрої РПН підтвердив результати локалізації. Після усунення виявлених несправностей трансформатор пройшов приймальні випробування, які показали відсутність будь-яких ЧР, і трансформатор був повторно введений в експлуатацію.

Аналіз частотної характеристики

Вимірювання АЧХ (амплітудно-частотної характеристики) є широко застосовуваним методом оцінки стану обмоток силових трансформаторів. Цей метод є переважним для виявлення пошкоджень після удару блискавки, короткого замикання або транспортування і, як правило, вважається більш чутливим, ніж стандартні вимірювання напруги короткого замикання [17].

Відхилення частоти та часу відгуку вказують на механічні та/або електричні зміни в активній частині. Основний принцип методу аналізу частотного відгуку (FRA) – це дослідження та/або виявлення відмінностей між частотними характеристиками. Поведінка електричного сигналу в діапазоні частот до 2 МГц, іншими словами – частотна характеристика, визначається численними характерними резонансами, які залежать від паразитних ємностей та індуктивностей, що, своєю чергою, визначаються геометрією та розташуванням активної частини і бака трансформатора [22].

Передавальна функція $TF(f)$ як змінна стану відображає геометричний структурний стан, і кожен стан (кожен відгук) відповідає своєму фізичному стану. Відомі типи пошкоджень, наприклад, деформації обмоток (їх осьове або радіальне зміщення), впливають на передавальні функції, змінюючи їх.

Проте інтерпретація конкретних відмінностей між двома кривими передавальної функції залишається відсутньою ланкою між ідентифікацією несправності, вимірюванням і оцінкою стану трансформатора.

На рис. 3.11 показано діапазони частот, застосовувані для діагностики відповідних частин обмоток, чутливих до механічних змін. Ці частоти були опубліковані у 2008 році світовою енергетичною спільнотою W.G. Cigre. Для невеликих силових трансформаторів діапазони частот мають тенденцію зміщуватися в бік більш високих частот.

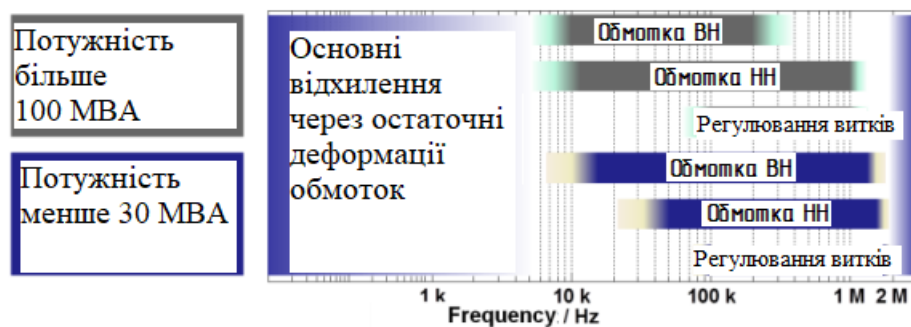


Рисунок 3.11 – Частотні діапазони з відомою чутливістю до змін геометрії обмотки трансформатора

Вимірювальна техніка

Два найчастіше використовуваних типи випробувань для вимірювання передатної функції відгуку обмоток силових трансформаторів – це так зване вимірювання скрізної передатної функції $TF_{EE}(f)$ та взаємної ємності обмоток (CI) $TF_{CI}(f)$. На рис. 3.12 показано відповідні схеми підключення. Отримана передатна функція вимірюваної фази (3.7):

$$\underline{TF}_{EE}(f) = \frac{\underline{U}_{2,EE}}{\underline{U}_1} \quad (3.7)$$

Для другого типу вимірювання передатна функція (3.8):

$$\underline{TF}_{CI}(f) = \frac{\underline{U}_{2,CI}}{\underline{U}_1} \quad (3.8)$$

Кожне з'єднання може використовуватися для вимірювання частотної характеристики. Тим не менш, деякі дослідження [13] показали, що міжобмоткові з'єднання більш чутливі до загальних механічних змін.

Аналіз розчинених газів (DGA)

Проведення аналізу DGA надає відповідну інформацію про внутрішні несправності трансформатора. Під час старіння, теплових та електричних пошкоджень утворюються типові гази, які розчиняються в ізоляційному маслі. Аналізуючи ці газові профілі, можна оцінити їх тип і характер виниклої несправності [12].

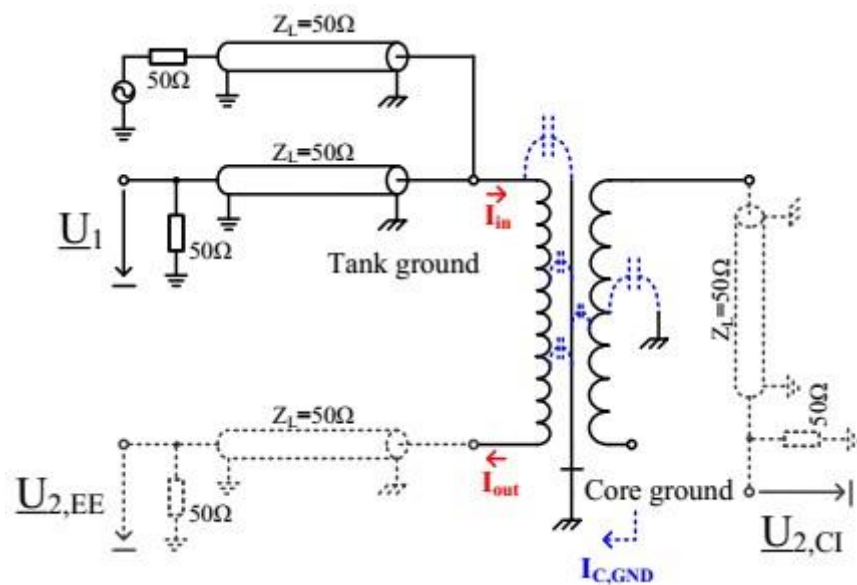


Рисунок 3.12 – Схеми підключення для вимірювання частотної характеристики при скрізному (EE) та ємнісному взаємному з'єднанні обмоток (CI)

Аналіз DGA дозволяє оцінити серйозність виникаючих несправностей. Для цього щороку відбираються проби масла, оцінюються як співвідношення різних газів, так і щорічні зміни концентрації газу.

Застосовність аналізу DGA

Існуючі стандарти аналізу DGA базуються на відносно складних процедурах, які рекомендується проводити в лабораторних умовах. Застосування DGA в системах онлайн-моніторингу потребує високої надійності та точності вимірювань протягом тривалого часу роботи. Тим не менш, впровадження DGA в онлайн-моніторинг є одним із пріоритетних напрямів розвитку таких систем.

Прийнятна точність діагностики на основі аналізу газу в маслі вимагає врахування як генерації (утворення) газу, так і його втрат (виведення з бака). Гази, що виводяться з бака трансформатора через спеціальні газовідвідні пристрої, можуть призвести до хибних рівнів концентрації та недооцінки швидкості генерації газу, особливо у трансформаторів з вільним диханням. Крім того, можливий і зворотний процес: гази з атмосферного повітря, переважно азот і кисень, повільно розчиняються в маслі трансформаторного бака. Адекватна діагностична модель може допомогти визначити фактичну швидкість генерації газу в несправному трансформаторі. Таким чином, похибка в аналізі газового складу трансформатора з розширювальним бачком може бути знижена.

Вихід повітря в атмосферу з розширювального бачка здебільшого залежить від конструкції самого бачка. В ньому масло перебуває в прямому контакті з навколишнім повітрям. У результаті несправні гази можуть випаровуватись в атмосферу, а атмосферні гази – розчинятись у трансформаторному маслі. Трансформатори такої конструкції поширені в багатьох країнах, зокрема в Україні. Щоб уникнути контакту масла розширювального бачка з атмосферою, розроблені й застосовуються інші системи: герметичний бак трансформатора, використання спеціальної мембрани в розширювальному бачку тощо.

Розчинені гази потрапляють у розширювальний бачок разом із маслом, у якому вони розчинені. «Випаровуючись» у бачку, вони створюють надлишковий тиск. Потім, завдяки дифузії, внутрішній тиск вирівнюється з атмосферним. При цьому видаляються «корисні» розчинені гази – носії інформації про несправність трансформатора. Кількість газів, що вийшли в атмосферу, залежить від швидкості надходження масла в розширювальний бачок, яка, своєю чергою, залежить від багатьох чинників:

- рівень масла в основному баку трансформатора;
- навантажувальна та перевантажувальна здатність трансформатора;
- температура навколишнього середовища;
- об'єм бака трансформатора;
- конструкція резервуара розширювального бачка;
- спосіб підключення розширювального бачка до основного бака трансформатора.

Швидкість переміщення масла та його об'єм залежать від двох основних причин:

- густина масла, а отже і його об'єм, залежать від температури. При підвищенні температури на 1°C об'єм масла збільшується на 0,076%;
- ефект конвекції (природна циркуляція), що зумовлений різницею температур масла у верхній частині бака та температурою масла в нижній частині, яка приблизно дорівнює температурі навколишнього середовища.

Наприклад, за даними теплового моніторингу було підраховано витрати для 26 різних силових трансформаторів [20]. У розрахунках враховувався лише об'ємний витік масла. Номінальна потужність трансформаторів варіювалася від 31,5 МВА до 850 МВА, тому типи навантаження та системи охолодження були дуже різноманітними. Отримані швидкості потоку масла з основного бака в розширювальний бачок охоплюють діапазон від 4 л/добу до 36 л/добу на 1000 л масла. У менш потужних розподільчих трансформаторів швидкість переміщення становить 1,8–6,2 л/добу на 1000 л масла при стабільних коефіцієнтах навантаження. У

трансформаторів із примусовою системою охолодження переміщення масла нижче, ніж при природній циркуляції, що пов'язано з контролем температури.

Газообмін на межі розділу між маслом і атмосферним повітрям у розширювальному бачку був змодельований у лабораторній установці. Як розширювальні бачки використовувалися чотири ємності у вигляді круглих бочок загальним об'ємом близько 217 л. Щоб варіювати площу поверхні між маслом і повітрям, проведено два експерименти:

- один експеримент – з вертикально встановленою ємністю з площею поверхні близько $0,26 \text{ м}^2$;
- другий – з горизонтально розташованою ємністю з площею поверхні близько $0,48 \text{ м}^2$.

Об'єм масла в обох експериментах становив 100 літрів. Об'єм повітря над маслом, що контактує з атмосферою, – 117 л. У всіх експериментах використовувалося мінеральне масло. Перед кожним експериментом масло дегазувалося, висушувалося та фільтрувалося при $60 \text{ }^\circ\text{C}$ за допомогою вакуумної системи обробки. Після дегазації спеціально підготовлена «неисправна» газова суміш розчинялася в маслі з використанням пористого політетрафторетиленового (ПТФЕ) пластику. Експерименти проводилися при кімнатній температурі $25 \text{ }^\circ\text{C}$. Мета – дослідити інтенсивність «випаровування» розчинених газів в атмосферу з поверхонь різної площі – $0,26 \text{ м}^2$ і $0,48 \text{ м}^2$.

Протягом усього експерименту масло не перемішувалося. На рисунку 31, а показано концентрацію водню в маслі для двох різних площ поверхні. Криві відповідають експоненціальній залежності між концентрацією водню та часом випаровування. Коефіцієнт випаровування газу λ має одиницю вимірювання 1/год і залежить від площі поверхні випаровування.

Зменшення концентрації водню відбувається швидше при більшій площі поверхні. Окрім водню, за допомогою цієї лабораторної установки можна аналізувати концентрацію інших розчинених газів. На рис. 3.13, б

показано коефіцієнти випаровування λ усіх розчинених газів для обох поверхонь. При лінійному збільшенні площі поверхні коефіцієнт випаровування також зростає лінійно. Таким чином, чим більша площа – тим більше газів випаровується. Водень випаровується з максимальною швидкістю, далі – CO і CH_4 . C_2H_6 випаровується найповільніше.

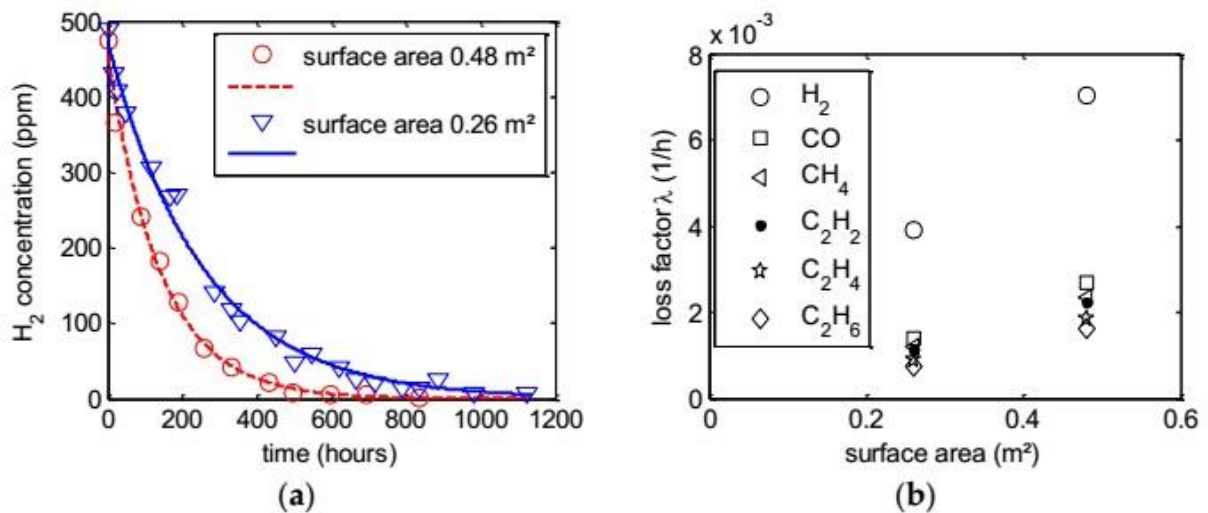


Рисунок 3.13 – Інтенсивність випаровування розчинених газів на лабораторній установці

Оскільки випаровування також залежить від температури як масла, так і повітря, дослідження провели для чотирьох різних температур: близької до кімнатної (близько 22°C), 35°C , 50°C та 65°C . Усі тести проводили з використанням одного об'єму масла (100 л) і сталої площі поверхні між маслом і навколишнім повітрям ($0,26 \text{ m}^2$).

На рис. 3.14, а показано встановлені за результатами експериментів коефіцієнти випаровування різних газів λ при різних температурах. Випаровування газу як функція температури демонструє експоненціальне зростання. Для прикладу, на рисунку 32, а побудовано графік експоненціальної залежності випаровування газу CO від температури. З рисунка видно, що газ H_2 має вищий коефіцієнт випаровування і є більш летким, ніж інші досліджені гази.

Велика різниця між коефіцієнтами випаровування газу при 22 °С і 35 °С може бути пояснена особливостями проведення експерименту. Нагрів масла при кімнатній температурі (22 °С) не потрібен. При вищих температурах (35–65 °С) використовувався трубчастий електричний нагрівач. Через це в маслі виникає конвекційний ефект, що сприяє посиленому перемішуванню масла і, відповідно, підвищенню коефіцієнта випаровування.

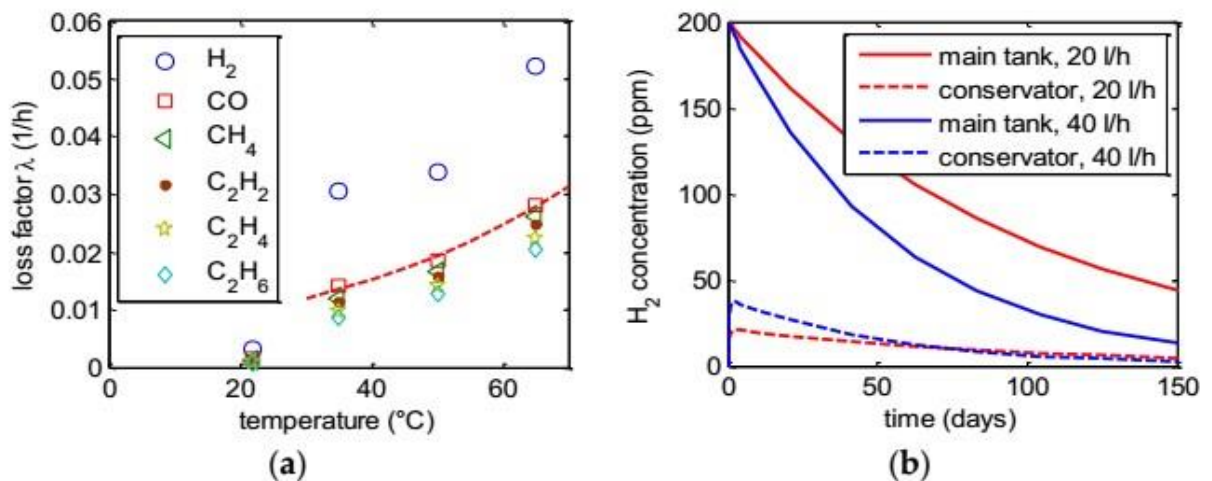


Рисунок 3.14 – Результати дослідження випаровування розчинених газів: а) коефіцієнти випаровування різних розчинених газів залежно від температури; б) зміна концентрації H_2 в основному баку (суцільна лінія) та в розширювальному бачку (пунктирна лінія) при різних швидкостях обміну масла між ними.

Проведені експерименти демонструють можливість розрахунку випаровування газу при використанні розширювального бачка. Для цього необхідно знати об'єм баків, температуру масла та площу поверхні на межі масло/повітря. Як уже зазначалося, концентрація розчинених газів в основному баку впливає на концентрацію газів у розширювальному бачку і навпаки. Відповідно, похідна кожної концентрації за часом залежить від концентрації газів як в основному баку, так і в розширювальному бачку.

З урахуванням цього складено систему двох диференціальних рівнянь, за допомогою яких можна визначити кількість виділеного газу.

$$\frac{\partial K(t)}{\partial t} = m \times K(t) + n \times A(t) \quad (3.9)$$

$$\frac{\partial A(t)}{\partial t} = p \times A(t) + q \times K(t), \quad (3.10)$$

де $K(t)$ і $A(t)$ – залежні від часу концентрації газу в основному баку K і розширювальному бачку A відповідно; m , n , p і q – константи, які залежать від об'єму, коефіцієнта випаровування газу, швидкості надходження масла в розширювальний бачок і швидкості надходження масла з розширювального бачка в основний бак.

Онлайн-моніторинг розчинених газів

Наводимо приклад важливості застосування онлайн-моніторингу розчинених газів. Спостерігався підвищувальний трансформатор 600 МВА / 380 кВ. Через зливний масляний патрубок для оцінки концентрації розчинених газів був підключений інфрачервоний газоаналізатор, підключений до онлайн-системи моніторингу стану трансформатора. На початку липня з'явилося різке і постійне зростання кількості розчинених газів (початок координат на рис. 3.15, а).

Через високу швидкість зростання концентрації TDCG (загальна кількість розчинених газів), що перевищувала 100 проміле на день, паралельно з системою онлайн-контролю DGA щоденно вручну відбиралися проби масла і аналізувалися в лабораторії. Відбір проводився з основного баку вакуумним методом. Це дозволило оцінити точність роботи системи онлайн-моніторингу.

Вуглеводні CH_4 показали дуже хорошу відповідність між показниками онлайн-моніторингу та лабораторними даними. Найбільші відхилення спостерігалися з воднем, що можна пояснити його високою дифузійною здатністю. Однак, незважаючи на те, що зразки масла, проаналізовані в

лабораторії, показали дещо відмінні абсолютні значення газу, загалом діагностика вказала на можливу причину відмови, яка збіглася з висновками лабораторних досліджень.

Зокрема, водень, метан, етан і етилен були визначені в дещо більших кількостях, ніж ці гази фактично містилися в маслі. Для виявлення несправності був використаний графічний метод – побудова трикутника Дюваля. Трикутник показав як дефект – точкове підвищення температури понад 700 °С. Концентрація СО і СО₂ залишалася майже постійною, що вказувало на відсутність пошкодження ізоляції обмоток. Оскільки кількість ацетилену повільно зростала протягом перших 50 днів приблизно на 15 частин на мільйон частин масла, оплавлення листів магнітопроводу також було виключено як причину несправності.

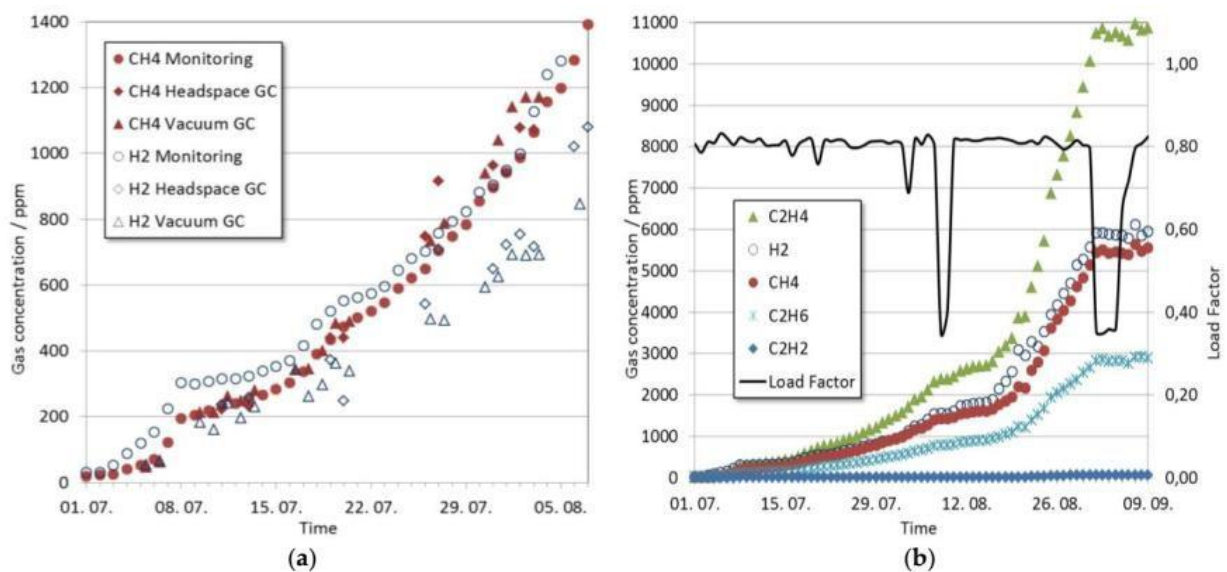


Рисунок 3.15 – Динаміка концентрації газу в трансформаторі 600 МВА / 380 кВ: а) перші 5 тижнів; б) 10 тижнів.

Згальна кількість розчинених газів (приблизно 5000 ppm) та відповідна швидкість їх утворення перевищили значення, зазначені в п.4 IEEE C57.104 «Міжнародний стандарт – керівництво IEEE з інтерпретації газів, що утворюються в масляних трансформаторах». Цей керівний документ передбачає, що за таких обставин трансформатор слід вивести з експлуатації.

Незважаючи на велику кількість розчинених газів (рис. 3.15, б), вони не виявлялися газовим реле Бухгольца. Крім того, дуже низький рівень ацетилену привів до рішення залишити трансформатор в роботі, доки резервний трансформатор не буде доставлений для його заміни. Якби приріст ацетилену перевищив 5 ppm/день з інтервалом у два дні або відбувся різкий стрибок 5 ppm/год, трансформатор було б негайно вимкнено. Було запроваджено режим роботи трансформатора за «стратегією контрольованого продовження експлуатації», щоб зменшити фінансові втрати, які виникли б при його зупинці.

Наступним кроком стало зниження навантаження трансформатора. Це призвело до зупинки генерації газу на рівні, що був до зниження навантаження, але газ все ще продовжував утворюватися. Перевірили наявність проблем у виводах: високовольтних, підвищений опір контактів РПН, опір у обтискних з'єднаннях. Проблем не виявили. Через деякий час генерація газу знову почала зростати. Тоді навантаження трансформатора знизили на 50%. Це призвело до припинення газоутворення, що було інтерпретовано як тимчасове переривання відмови. Надалі навантаження трансформатора збільшували до появи газоутворення, і одразу зменшували для його зупинки. З прибуттям резервного трансформатора, 10 вересня трансформатор було вимкнено та замінено на запасний.

Після доставки несправного трансформатора до ремонтного підрозділу, його розібрали та провели дефектацію. Було встановлено, що через механічну деформацію бак увійшов у контакт з листами магнітного сердечника, що призвело до циркуляції струму через систему заземлення сердечника. Цей циркулюючий струм індукується потоком розсіювання, залежним від навантаження, і може досягати кількох сотень ампер. У точці контакту бака з листами сердечника виникла «гаряча точка», яка спричинила розкладання масла. Крім того, мідний кабель заземлення сердечника був розірваний (розплавився від температури), що порушило заземлення.

Цей приклад показує, що онлайн-моніторинг кількості розчинених газів у маслі та відстеження динаміки їх змін дозволили довше залишити трансформатор в експлуатації, а отже – зменшити фінансові втрати при його заміні.

Вимірювання вологості (вмісту води в маслі). Причини необхідності вимірювання вологості.

Волога дуже негативно впливає на ізолюючі компоненти трансформатора з кількох причин. Одна з них – діелектрична міцність ізоляційної рідини (переважно масла) сильно залежить від вологості. Зростає ризик підвищення тиску в баку через утворення та випаровування водяної пари. Вода також небезпечна для ізоляції на основі целюлози, оскільки прискорює її старіння.

Таким чином, знаючи вміст води в твердій ізоляції трансформатора, можна оцінити ступінь її старіння і, відповідно, планувати подальші дії щодо експлуатації трансформатора.

Причин потрапляння вологи в масло кілька:

- Першою причиною може бути неправильне сушіння на заводі.
- Другою – проникнення вологи з атмосфери, зокрема через розширювальний бачок.
- Наступна причина пов'язана з ремонтом трансформатора – порушення технології зберігання розібраних частин у сухих умовах.
- Найважливіша причина – волога, що виділяється в масло при старінні паперу та картону. Це означає, що навіть у добре обслуговуваному трансформаторі з віком вологість масла зростає.

Існують дослідження, які показують, що при старінні вологість підвищується і, своєю чергою, прискорює процес старіння (рис. 3.16).

З цього можна зробити висновок, що оцінка терміну служби целюлозних ізоляційних систем залежить не лише від робочої температури, а й від вмісту вологи в твердій ізоляції. Це важлива причина, чому

вимірювання вологості в поєднанні з іншими методами діагностики може допомогти оцінити технічний стан трансформатора.

Складність полягає в тому, що потрібно визначити вміст води в зістарілій твердій ізоляції, яка являє собою тонкий папір. Це майже неможливо виміряти безпосередньо, оскільки папір не можна відібрати для дослідження без його «відриву» з місця роботи. Тут можуть допомогти лише непрямі методи.

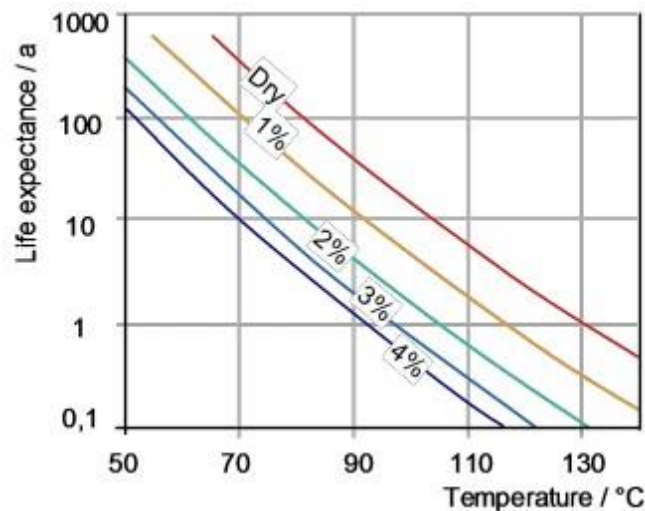


Рисунок 3.16 – Очікуваний термін служби паперу, просоченого маслом, залежно від температури та вмісту води.

Загалом для оцінки вологості застосовують дві групи методів:

- По-перше, за графіками рівноваги вологості (рівноважний вміст води в папері або картоні). Діаграми рівноваги базуються на тому факті, що волога в системі папір–масло досягає рівноваги та розподіляється між маслом і папером. Таким чином, знаючи температуру та вміст води в маслі, можна оцінити вміст води в сухій речовині (в ізоляції). Якщо теплову або кінетичну рівновагу порушено, ці графіки можуть давати хибні оцінки, доповнені похибками, що виникають під час відбору проб і лабораторного аналізу.

- По-друге, за вимірюваннями діелектричних характеристик.

Діелектричні методи діагностики оцінюють вологість паперу або картону за їх діелектричними властивостями. До таких методів належать:

- Напруга пробою
- Струми поляризації та деполяризації (PDC)
- Тангенс кута діелектричних втрат ($\tan\delta$)

Для цього проводиться спектроскопія зарядних і розрядних струмів ізоляції у частотній області (FDS) та аналіз діелектричної частотної характеристики (DFR).

Коефіцієнт діелектричних втрат (коефіцієнт потужності) вимірюється на частотах від мГц до кГц. Приклад отриманої кривої діелектричного відгуку наведено на рис. 3.17.

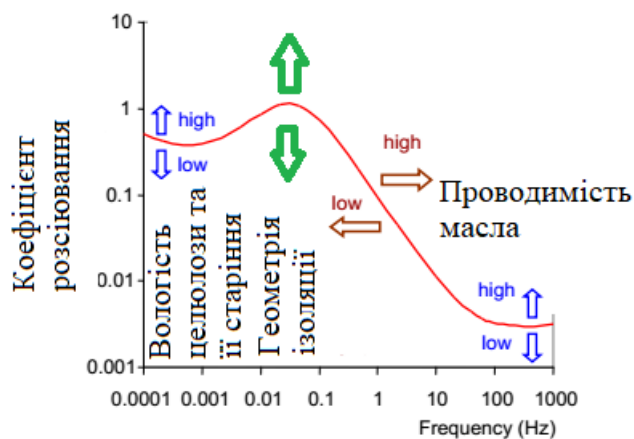


Рисунок 3.17 – Крива діелектричного відклику.

Як відомо, більша частина ізоляції, що містить целюлозу, конструктивно входить до первинної та вторинної обмотки. До низьковольтної обмотки підводиться високочастотна напруга, а на високовольтній обмотці записується результуючий струм.

При цьому струми, які не несуть діагностичної інформації (ємнісний і активний), відводяться на бак і не створюють перешкод. За побудованою кривою (рис. 3.17), порівнюючи її з еталонною, можна оцінити стан ізоляції та визначити причину виниклого відхилення (наявність води, сажі або сірки в

маслі, несправність високовольтних виводів). Еталонна інформація вже зберігається в приладі, і для підвищення точності діагностики вручну вводяться поправочні коефіцієнти, наприклад, температура масла.

До появи цього способу діагностики подібні вимірювання проводилися із застосуванням високовольтної напруги.

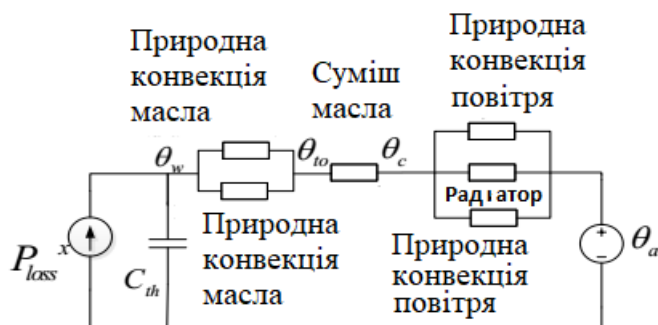
Застосування термомоніторингу для оцінки технічного стану та терміну служби трансформатора

Для термомоніторингу використовуються динамічні теплові моделі. Вивчення динамічних процесів завжди є одним із найскладніших завдань. Тому емпірична перевірка, статистична оцінка та фундаментальний розвиток теплових моделей трансформаторів мають важливе значення для розвитку систем онлайн-моніторингу.

Удосконалена теплова модель

Теплові моделі базуються на моделюванні явищ теплообміну між баком і навколишнім середовищем із використанням простих рівнянь. Проте їх точність у деяких випадках обмежена, оскільки тепловий опір трансформатора розглядається як постійна величина. Відповідно, необхідно підвищити точність цих моделей шляхом більш точного визначення теплового опору.

Удосконалена теплова модель використовується для розрахунку температури верхнього шару масла, і вона базується на стандарті IEC 60076-7. Термоелектрична аналогія моделі показана на рис. 3.18.



P_{loss} – загальні втрати; θ_w – температура обмотки в середній частині; θ_c – температура масла в охолоджувачі; θ_{to} – температура масла у верхній частині; θ_a – температура навколишнього середовища; C_{th} – теплова ємність

Рисунок 3.18 – Теплоелектрична аналогія удосконаленої теплової моделі

Теплові опори цієї моделі залежать від температури, зокрема від температури масла в нижній частині бака та температури масла в охолоджувачі [15].

Для того щоб використовувати фізичну теплову модель в онлайн-системі моніторингу, необхідно, щоб її технічні параметри (продуктивність, надійність тощо) та точність моделі були попередньо перевірені й відповідали встановленим вимогам.

Для прикладу розглянемо результати моделювання трансформатора з системою охолодження НМЦ (ODAF), основні параметри якого наведені в табл. 3.1.

Таблиця 3.1 – Характеристики досліджуваного трансформатора.

Параметр	Величина
Потужність, МВА	333
Втрати від короткого замикання, кВт	510
Втрати холостого ходу, кВт	47
Маса активних частин і бака, т	20
Маса масла, т	5
Теплова ємність, Вт°С /К	199050
Кількість охолоджувачів	8
Кількість насосів	4
Тип системи охолодження	НМЦ

Для цього трансформатора протягом 30 днів проводилися вимірювання параметрів теплової моделі за умов нормальної роботи трансформатора (без

перевантажень). Цього зазвичай достатньо для отримання достовірних даних про тепловий режим роботи трансформатора.

Однак для перевірки адекватності удосконаленої моделі параметри трансформатора вимірювалися ще протягом наступних 30 днів. Результати вимірювань і моделювання – температура масла у верхній частині бака, коефіцієнт навантаження, температура навколишнього середовища, кількість працюючих насосів і вентиляторів – наведені на рис. 3.19.

Для порівняння продуктивності удосконаленої теплової моделі з моделлю, запропонованою в ІЕС 60076-7, використовується крива тривалості помилок кожної моделі, яка показана на рис. 3.19, б.

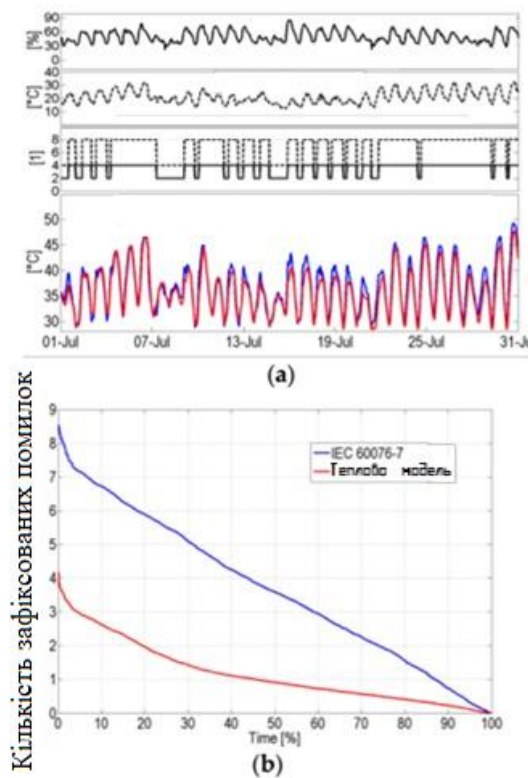


Рисунок 3.19 – Результати вимірювань і моделювання: а) розрахована та виміряна температура верхнього шару масла під час нормальної роботи трансформатора; б) криві тривалості помилок за МЕК 60076-7 та удосконалена теплова модель

Крива тривалості помилки показує розраховану абсолютну похибку, що залежить від тривалості часу у відсотках у межах вікна спостереження. Як видно, удосконалена теплова модель має меншу похибку порівняно з моделлю ІЕС 60076-7 при розрахунку температури верхнього шару масла. Завдяки високій точності та простоті, удосконалена модель може бути використана в онлайн-системі моніторингу для контролю системи охолодження та розрахунку перевантажувальної здатності трансформаторів.

Моніторинг охолодження

Діагностований протягом двох місяців трансформатор, розглянутий вище, мав несправність у системі охолодження – через несправність джерела живлення вентилятори не увімкнулися за сигналом від системи керування. Відмова сталася, коли система керування активувала два додаткові вентилятори для зниження температури масла. Однак через збій живлення вентилятори не запрацювали. Перевірка історії моніторингу пізніше показала, що два з восьми вентиляторів не працювали, а насос, пов'язаний із несправними вентиляторами, залишався в роботі. Це врешті-решт призвело до перегріву трансформатора. Несправну роботу системи охолодження можна виявити за допомогою коректного онлайн-алгоритму, використовуючи виміряні та теоретично розраховані температури масла у верхньому шарі.

На рисунку 3.20 показано:

- Сигнал тривоги, сформований системою моніторингу;
- Кількість вентиляторів, увімкнених системою керування;
- Стандартизована похибка (допустиме відхилення) між розрахованим і вимірним значенням температури масла у верхньому шарі.

Як видно з рисунка, після відмови двох вентиляторів розрахована температура почала відхилятися від вимірної, що свідчить про появу несправності в системі охолодження. Як тільки допустиме відхилення

перевищило максимально допустиме значення, система онлайн-моніторингу сформувала сигнал про підвищення температури масла.

Системі моніторингу знадобилося 3 години для фіксації несправності (опитування датчиків проводиться щогодини), що є досить коротким часом і дозволяє уникнути серйозніших пошкоджень через перегрів трансформатора.

Оцінка перевантажувальної здатності

Перевантажувальна здатність – це навантаження, що перевищує номінальне, але є допустимим з точки зору теплового перегріву. Вона на пряму пов’язана зі швидкістю старіння ізоляції та температурою навколишнього середовища.



Рисунок 3.20 – Допустиме відхилення між виміряною та розрахованою температурою масла при несправній роботі вентиляторів і сигнал про несправність

Тривале перевантаження допускається доти, доки температура гарячої точки трансформатора не перевищує допустиму температуру гарячої точки. Після цього процес старіння прискорюється. Для паперової ізоляції ця температура становить 98 °С. Таким чином, температура гарячої точки є ключовим параметром для розрахунку перевантажувальної здатності

трансформатора. Температура гарячої точки Θ_{hs} розраховується з використанням температури Θ_{to} верхнього шару масла за формулою (3.12):

$$\Theta_{hs} = \Theta_{to} + H \times g_r \times k^y \quad (3.12)$$

де H – температура гарячої точки.

Розв'язавши це рівняння щодо коефіцієнта навантаження k , можна визначити тривалу перевантажувальну здатність. Трансформатор розраховується з урахуванням того, що температура гарячої точки не повинна перевищувати 98°C . Це відповідає режиму роботи трансформатора на повну потужність, яка визначається потужністю його системи охолодження.

Тому перевантажувальна здатність OV залежить лише від температури навколишнього середовища Θ_a . Ця залежність може бути записана у вигляді лінійного рівняння (3.13):

$$OV = a \times \Theta_a + b \quad (3.13)$$

На рис.3.21, а представлено графіки коефіцієнта навантаження, температури навколишнього середовища, а також перевантажувальної здатності трансформатора.

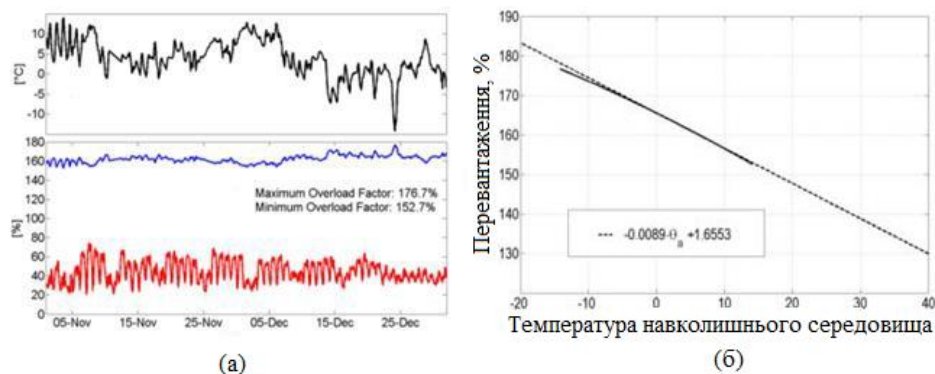


Рисунок 3.21 – (а) Температура навколишнього середовища, довгостроковий коефіцієнт перевантаження та коефіцієнт навантаження; (б)

Залежність перевантажувальної здатності від температури навколишнього середовища.

Очевидно, що навантажувальна здатність трансформатора зростає зі зниженням температури навколишнього середовища. Залежність перевантажувальної здатності від температури навколишнього середовища показана на рисунку 3.21 (б). Слід зазначити, що розмір охолоджувального пристрою збільшено на 33%, оскільки два з восьми вентиляторів цього трансформатора є резервними і вмикаються лише за дуже високого рівня перевантаження.

ВИСНОВКИ ДО РОЗДІЛУ 3:

Традиційні методи вимірювання часткових розрядів мають обмеження щодо застосування в системах локального та онлайн-моніторингу через високий рівень електромагнітних завад у зоні роботи силового трансформатора.

УВЧ-вимірювання часткових розрядів значно знижують вплив електромагнітного шуму на точність вимірювань і можуть застосовуватися в системах онлайн-моніторингу. Усунення впливу зовнішніх електромагнітних хвиль суттєво підвищує чутливість вимірювання часткових розрядів. Проведення калібрування з метою визначення частоти, на якій діагностична інформація найкраще «збирається», також підвищує точність і достовірність діагностики. Перевагами цього методу є висока повторюваність, відтворюваність і порівнюваність УВЧ-вимірювань.

Акустичні вимірювання часткових розрядів для виявлення та локалізації місця дефекту можуть застосовуватися самостійно, без дублювання іншими методами. Аналіз частотної характеристики FRA є корисним діагностичним інструментом при усуненні несправностей трансформатора після короткого замикання або удару блискавки. Порівняння частотних характеристик конкретного трансформатора через певні проміжки часу з відомими (еталонними) характеристиками дозволяє отримати діагностичну інформацію про зміни, що відбулися в трансформаторі за цей час.

Під час газової діагностики трансформаторів з розширювальним баком, у якому масло безпосередньо контактує з атмосферним повітрям, необхідно враховувати як генерацію газу всередині основного бака, так і втрати газу з розширювального бачка. Запропонована модель дозволяє вимірювати фактичну швидкість генерації розчиненого газу в трансформаторі, що знижує ймовірність помилки вимірювання для цього типу трансформаторів.

Найкращі результати за точністю показав метод, при якому до низьковольтної обмотки подається високочастотна напруга, а на високовольтній обмотці записується результуючий струм. Порівняння отриманої інформації з еталонною, що зберігається в пам'яті приладу, дозволяє оцінити стан ізоляції та визначити причину виникнення відхилення.

Запропонована вдосконалена теплова модель, яка враховує зміну теплових опорів під час експлуатації трансформатора (тобто тепловий опір трансформатора розглядається не як стала величина), дозволяє проводити тепловий моніторинг з більшою точністю.

Таким чином, можуть бути визначені можливості перевантаження, що залежать від температури навколишнього середовища. У періоди перевантаження система охолодження трансформатора відіграє вирішальну роль у передачі тепла, яке генерується в обмотках, до навколишнього середовища. Несправність роботи системи охолодження може бути виявлена за запропонованим алгоритмом з коротким часом відгуку.

ВИСНОВКИ

Робота трансформатора пов'язана з високими струмами та напругами, а для багатьох трансформаторів – з дуже високими. Тому дефекти можуть виникати в будь-яких елементах трансформатора.

Велика дослідницька робота з вивчення надійності силових трансформаторів була проведена за замовленням Міжнародної ради з великих електричних систем високої напруги (CIGRE). Було проаналізовано експлуатацію 22 181 силового трансформатора, що використовуються на території Німеччини, Франції та інших європейських країн. Термін експлуатації трансформаторів становив від 3 до 11 років. За цей час було зафіксовано 964 відмови, які призвели до відключення трансформаторів від енергомережі. Інтенсивність відмов становила від 0,33 до 0,94 %. Незважаючи на зовні невелику кількість відмов, кожна з них спричинила значні матеріальні та фінансові втрати.

Тому розробка сучасних методів діагностики, здатних у режимі онлайн контролювати роботу силового трансформаторного обладнання з метою підвищення надійності системи електропостачання, є актуальним завданням.

Зібрана статистика свідчить, що найбільша кількість критичних відмов (тобто таких, після яких подальша експлуатація трансформатора неможлива) припадає на обмотки та пристрій РПН (понад 30 %), а також на виводи (близько 15 %). Тому в першу чергу необхідно розробляти методи діагностики саме цих систем трансформатора.

Актуальність роботи зумовлена необхідністю створення сучасних методів діагностики, здатних у режимі реального часу контролювати технічний стан трансформаторів, що забезпечує підвищення надійності електропостачання.

У процесі виконання магістерської роботи були вирішені такі завдання:

- проаналізовано відомі методики та системи діагностики силового трансформаторного обладнання;

- вдосконалено існуючі діагностичні системи та методики для їх застосування в інтелектуальних онлайн-системах діагностики;

- розроблено на їх основі інтелектуальну систему онлайн-діагностики силових трансформаторів.

Розроблена система діагностики дозволяє дистанційно, в режимі онлайн оцінювати технічний стан силового трансформаторного обладнання, своєчасно виявляти початкові зміни технічного стану та оперативно проводити профілактичне обслуговування і ремонт, продовжуючи термін експлуатації трансформатора.

ПЕРЕЛІК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ

1. Підіско, Д. В., & Остапчук, О. В. (2023). Обґрунтування доцільності впровадження системи автоматичного контролю стану силових трансформаторів на атомних електростанціях. Міжнародний науково-технічний журнал "Сучасні проблеми електроенерготехніки та автоматики", 151-154.
2. Богомоллова, О. С., & Храмов, О. О. (2022, December). Підхід до технічного діагностування поточного стану трансформатора. In The 12 th International scientific and practical conference "Eurasian scientific discussions" (December 18-20, 2022) Barca Academy Publishing, Barcelona, Spain. 2022. 542 p. (p. 179).
3. Денисюк, С. П., Коломійчук, М. О., & Мельничук, Г. В. (2021). Розвиток можливостей методу окремих складових для аналізу режимів у електротехнічних Smart-комплексах. Науковий журнал «Енергетика: економіка, технології, екологія», (1), 7-19.
4. Друбецька, Т., Земський, Д., Шмельова, В., & Артемчук, В. (2024). Розвиток технологій будівництва цифрових підстанцій. Науковий журнал «Енергетика: економіка, технології, екологія», (1).
5. Зайцев, Є., Кучанський, В., & Гунько, І. (2024). Підвищення експлуатаційної надійності та ефективності роботи електричних мереж та електроустановок: монографія. Publishing house «UKRLOGOS Group», 156-156.
6. Katana, K., & Grzebielec, A. (2025). Analysis of an R290 heat pump with a regenerator based on experimental data. Рекомендовано до друку Вченою радою Інституту відновлюваної енергетики Національної В 42 академії наук України (Протокол № 12 від 05.05. 2025) ISBN 978-966-999-130-25, 59.
7. Сахно, О. А., Доморошин, С. В., & Скрупська, Л. С. (2021). Моніторинг концентрацій газів, розчинених у трансформаторному маслі, під час експлуатації силового трансформаторного обладнання. Вісник

Вінницького політехнічного інституту. № 6: 44–50.

8. Reva, I. V., Bialobrzheskyi, O. V., Todorov, O. V., & Bezzub, M. A. (2022). Огляд електричних методів та систем моніторингу силових трансформаторів в середовищі SMART GRID. *Electrical Engineering and Power Engineering*, (1), 30-41.

9. Паланюк, О. В. (2022). Пристрій для оцінювання витрачання робочого ресурсу обмоток силового масляного трансформатора. *Вісник Вінницького політехнічного інституту*, (6), 42-47.

10. Рубаненко, О. Є., Рубаненко, О. О., Грищук, М. О., Рубаненко, А. Е., Рубаненко, А. А., & Грищук, М. А. (2021). Аналіз отриманих частотних характеристик силового трансформатора та визначення його технічного стану з їх допомогою. *Вісник Вінницького політехнічного інституту. № 2*: 99-107.

11. Ширьов, М. О., Бондаренко, В. І., & Болотний, М. П. (2021). Діагностування технічного стану маслонаповнених вводів силового трансформатора за результатами ХАРГ. *Міжнародний науково-технічний журнал "Сучасні проблеми електроенерготехніки та автоматики"*, 192-194.

12. Зайцев, С. В., & Кишневський, В. П. (2023). Удосконалення методу діагностування високовольтних трансформаторів напруги за результатами хроматографічних аналізів трансформаторних олив. *Збірник наукових праць Дніпровського державного технічного університету (технічні науки)*, 2(43), 100-111.

13. Ivanov, G., Spasova, A., Mateev, V., & Marinova, I. (2023). Applied complex diagnostics and monitoring of special power transformers. *Energies*, 16(5), 2142.

14. Wang, G., Liu, Y., Chen, X., Yan, Q., Sui, H., Ma, C., & Zhang, J. (2021). Power transformer fault diagnosis system based on Internet of Things. *Eurasip Journal on Wireless Communications and Networking*, 2021(1), 21.

15. Fazliddinov, S., Kuchkarov, B., Sharibaev, N., Abdulkhaev, A., & Tulkinov, M. A. (2022, December). Analysis of modern methods of determination of mechanical status and diagnostic models of power transformers. In *Journal of*

Physics: Conference Series (Vol. 2388, No. 1, p. 012173). IOP Publishing.

16. Mharakurwa, E. T. (2022). In-service power transformer life time prospects: review and prospects. *Journal of Electrical and Computer Engineering*, 2022(1), 9519032.

17. Shcherba, A., Vinnychenko, D., Suprunovska, N., Roziskulov, S., Dyczko, A., & Dychkovskyi, R. (2025). Management of Mobile Resonant Electrical Systems for High-Voltage Generation in Non-Destructive Diagnostics of Power Equipment Insulation. *Electronics*, 14(15), 2923.

18. Jin, Y., Wu, H., Zheng, J., Zhang, J., & Liu, Z. (2023). Power transformer fault diagnosis based on improved BP neural network. *Electronics*, 12(16), 3526.

19. Karimova, R. K., & Piriyeu, H. S. (2024). Diagnostics of electrical equipment at thermal plants. *Reliability: Theory & Applications*, 19(4 (80)), 441-447.

20. Bryakin, I. V., Bochkarev, I. V., Khramshin, V. R., Gasiyarov, V. R., & Liubimov, I. V. (2022). Power transformer condition monitoring based on evaluating oil properties. *Machines*, 10(8), 630.

ВІДГУК
наукового керівника кваліфікаційної дипломної роботи
“другого (магістерського)” рівня вищої освіти

виконаного на тему: «Розробка інтелектуальної системи діагностики силового трансформаторного обладнання»

здобувачем Микитою МЕРКУЛОВИМ

Дипломна робота студента Микити МЕРКУЛОВА виконана на високому науково-технічному рівні та присвячена актуальній проблемі енергетичної галузі – підвищенню надійності роботи силових трансформаторів шляхом упровадження інтелектуальних систем діагностики технічного стану.

У роботі проведено комплексне дослідження сучасних методів моніторингу трансформаторного обладнання, розроблено структуру інтелектуальної системи діагностики та запропоновано алгоритми аналізу параметрів у режимі реального часу.

Наукова обґрунтованість. Автор продемонстрував глибоке розуміння фізичних процесів, що визначають стан силового трансформатора, та аргументовано обґрунтував вибір діагностичних параметрів – температури, рівня газів у маслі, струмів навантаження, тангенса кута діелектричних втрат тощо.

Інноваційність. У роботі запропоновано алгоритм інтелектуальної обробки даних із використанням елементів нечіткої логіки та штучного інтелекту, що дозволяє своєчасно виявляти відхилення від нормальної роботи та прогнозувати можливі відмови.

Практична значущість. Запропонована система може бути реалізована на сучасних підстанціях як модуль автоматизованої системи технічного обслуговування. Розроблений підхід забезпечує підвищення ефективності планування ремонтів і зменшення ризику аварійних відключень.

Методична цінність. Робота відзначається чіткою структурою, логічністю викладу, достатнім рівнем візуалізації результатів (схеми, алгоритми, графіки). Особливої уваги заслуговує практична частина, у якій продемонстровано роботу розробленої системи на тестових даних.

Дипломна робота повністю відповідає вимогам до магістерських кваліфікаційних досліджень. Автор продемонстрував здатність застосовувати теоретичні знання з енергетики, інформаційних технологій та системного аналізу для створення практично значущих інженерних рішень.

Робота заслуговує на оцінку «відмінно», а її автор – на присвоєння кваліфікації магістра за спеціальністю 141 «Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка».

Керівник кваліфікаційної
дипломної роботи:
к.т.н., доцент

Костянтин БРОВКО

РЕЦЕНЗІЯ
на кваліфікаційну дипломну роботу
“другого (магістерського)” рівня вищої освіти

виконаного на тему: «Розробка інтелектуальної системи діагностики силового трансформаторного обладнання»

здобувачем Микитою МЕРКУЛОВИМ

Магістерська робота Микити МЕРКУЛОВА є актуальним, змістовним та науково обґрунтованим дослідженням, присвяченим розвитку методів технічної діагностики та підвищенню надійності силових трансформаторів енергосистем.

У роботі вирішено важливе науково-практичне завдання – розроблено інтелектуальну систему онлайн-діагностики трансформаторного обладнання, яка дозволяє своєчасно виявляти дефекти, прогнозувати відмови та підвищувати ефективність експлуатації енергетичних об’єктів.

Основні переваги роботи:

- високий рівень опрацювання теоретичних основ: проведено аналіз режимів роботи силових трансформаторів, визначено ключові параметри для діагностики (температурні показники, вміст газів у маслі, електричні та ізоляційні характеристики);
- наукова новизна: запропоновано алгоритм інтелектуальної обробки даних з використанням елементів нечіткої логіки, який дозволяє підвищити точність оцінювання технічного стану трансформатора;
- практична спрямованість: створена система може бути інтегрована в автоматизовані комплекси моніторингу підстанцій, а її реалізація сприятиме оптимізації ремонтних процесів і запобіганню аварійних відключень;
- інженерна та програмна реалізація: автором розроблено структурну схему системи, математичне забезпечення та продемонстровано роботу алгоритму на тестових даних;

– методична цінність: робота відзначається логічною побудовою, чіткою структурою, наочними схемами, таблицями та прикладами розрахунків, що робить її придатною для навчальних і наукових цілей.

Зауваження: Доцільним було б розширити розділ порівняльного аналізу сучасних систем діагностики (ABB, Siemens, Schneider Electric тощо) для ширшого контексту оцінки переваг запропонованого рішення. Проте це не знижує загальної наукової та практичної цінності виконаної роботи.

Магістерська робота Микити МЕРКУЛОВА відповідає вимогам, що висуваються до кваліфікаційних досліджень такого рівня. Вона відзначається високою актуальністю, науковою новизною, глибоким теоретичним опрацюванням та практичною значущістю результатів.

Робота заслуговує оцінки «відмінно», а її автор – присвоєння кваліфікації магістра за спеціальністю 141 «Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка».

Рецензент:

к.т.н., доцент

Олег КОНДРАТЮК