

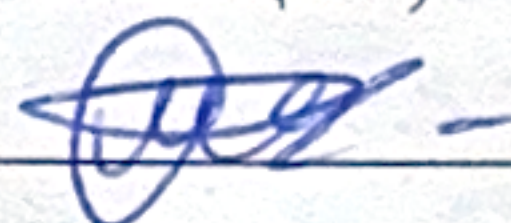
Вінницький національний технічний університет
Факультет електроенергетики та електромеханіки
Кафедра електричних станцій та систем

Бакалаврська кваліфікаційна робота на тему:

**«ДОСЛІДЖЕННЯ МЕТОДІВ ДІАГНОСТИКИ ТА УМОВ
ЕКСПЛУАТАЦІЇ СИЛОВИХ ТРАНСФОРМАТОРІВ»**

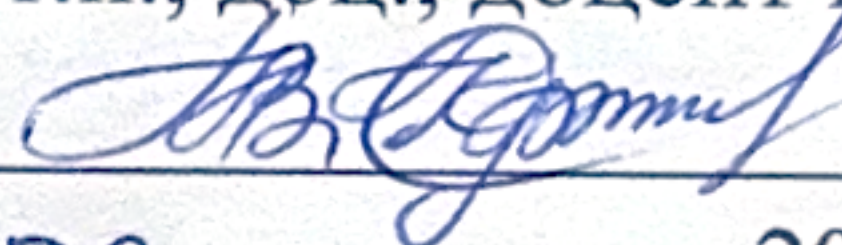
Виконав: студент 4 курсу, групи ЕС-216
спеціальності 141 – «Електроенергетика,
електротехніка та електромеханіка»
за ОП «Електричні станції»,

Сліденко М. О.



Керівник: к.т.н., доц., доцент каф. ЕСС

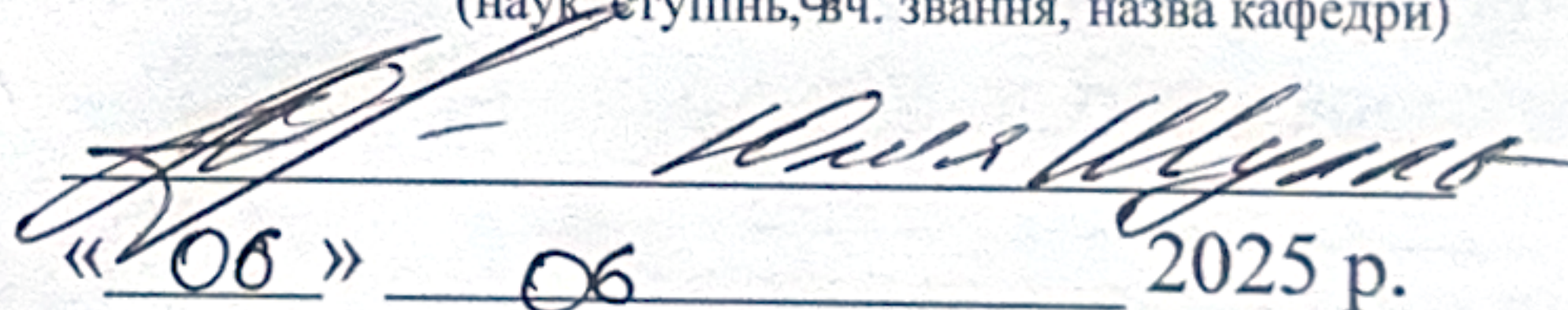
Остра Н. В.



« 03 » 06 2025 р.

Рецензент:

к.т.н., доц. каф. ЕССЕМ
(наук. ступінь, вч. звання, назва кафедри)

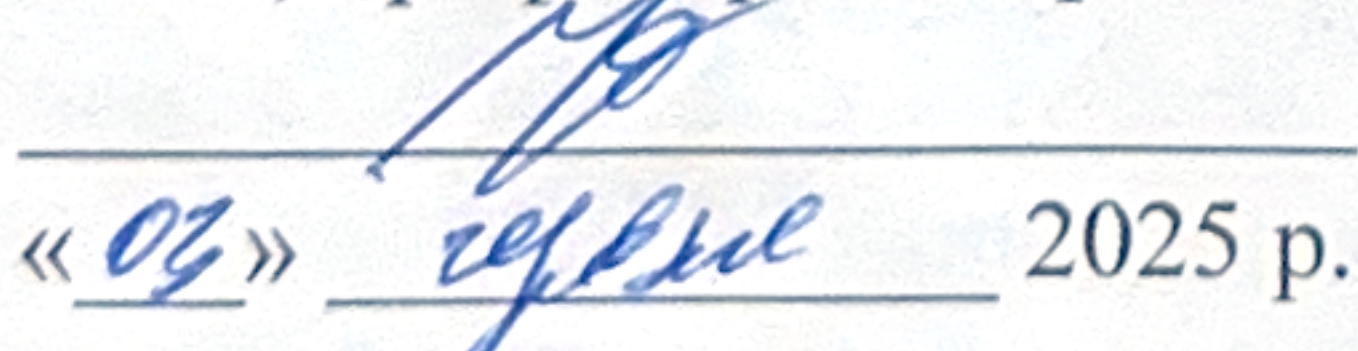


« 06 » 06 2025 р.

Допущено до захисту

Завідувач кафедри ЕСС

д.т.н., професор Комар В.О.



« 03 » 06 2025 р.

Вінницький національний технічний університет
Факультет електроенергетики та електромеханіки
Кафедра електричних станцій та систем
Рівень вищої освіти перший (бакалаврський)
Галузь знань – 14 «Електрична інженерія»
Спеціальність – 141 – «Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка»
Освітньо-професійна програма – Електричні станції

ЗАТВЕРДЖУЮ

Завідувач кафедри ЕСС

д.т.н., професор Комар В. О.

«10» квітня 2025 р.

З А В Д А Н Н Я
НА БАКАЛАВРСЬКУ КВАЛІФІКАЦІЙНУ РОБОТУ СТУДЕНТУ

Сліденку Миколі Олеговичу

(прізвище, ім'я, по батькові)

1. Тема роботи: Дослідження методів діагностики та умов експлуатації силових трансформаторів

Керівник роботи: к.т.н., доц., доцент каф. ЕСС Остра Наталя Вікторівна
(прізвище, ім'я, по батькові, науковий ступінь, вчене звання)

затверджена наказом вищого навчального закладу від 20.03.2025 року №97

2. Термін подання студентом роботи 03 червня 2025 року

3. Вихідні дані до роботи: Перелік літературних джерел за тематикою роботи: 1. О. Є. Рубаненко, М. П. Лабзун, М. О. Гришук, «Визначення дефектів трансформаторного обладнання з використанням частотних діагностичних параметрів» Вісник Нац. техн. ун-ту "ХПІ", зб. наук. пр. Сер.: Нові рішення в сучасних технологіях, № 23, с. 41-46, 2017. 2. Лагутін В. М. Бурикін О. Б., Тептя В. В. Експлуатація електричних станцій. Ч. І. Технічне обслуговування електричних машин та трансформаторів: навчальний посібник Вінниця: ВНТУ, 2013. 93 с. 3. Посилання на періодичні видання.

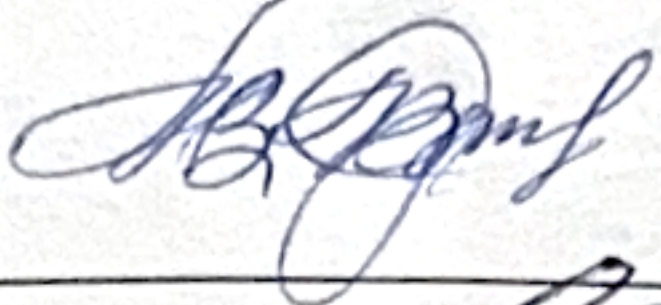
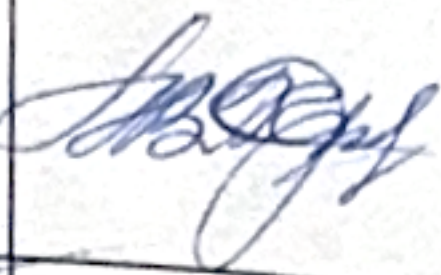
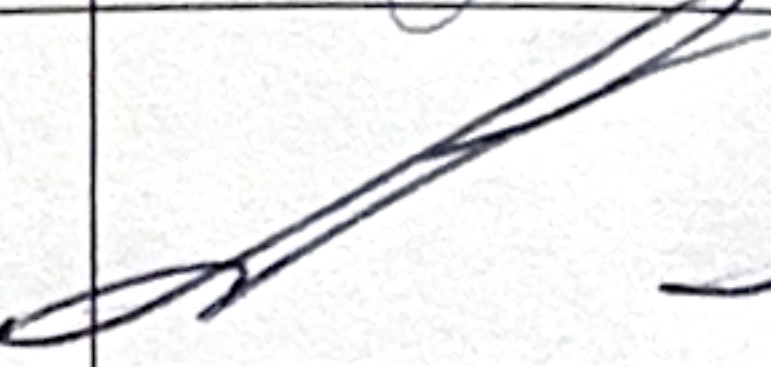
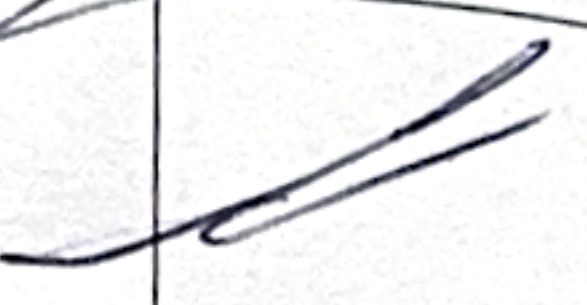
Вихідні дані для проведення обчислювальних експериментів: паспортні дані силового трансформатора ТМН-10000/110, дані ХАРГ в трансформаторному маслі, результати дослідів ХХ

4. Зміст текстової частини: 1. Особливості функціонування та призначення силових трансформаторів. 2. Дослідження конструктивних особливостей силового трансформатора та принцип його дії. 3. Дослідження умов експлуатації та обслуговування силових трансформаторів. 4. Методи діагностики силових трансформаторів. 5. Оцінка технічного стану силового трансформатора по кожному виду вимірювання. 6. Охорона праці. Висновки. Список використаних джерел. Додатки.

5. Перелік ілюстративного матеріалу (з точним зазначенням обов'язкових креслень): 1. Мета та основні задачі роботи. 2. Маркування силового трансформатора. 3. Конструктивні елементи силового трансформатора. 4. Схема принципу дії трансформатора. 5. Статистика пошкодження елементів силового трансформатора, що спричинили порушення в його роботі, на підстанціях та поблизу генератора. 6. Регламентовані випробування та

вимірювання. 7. Результат обробки даних онлайн-експерименту FRA увімкненим трансформатором. 8. Вимірювання DFR. 9. Визначення дефекту типовою діаграмою складу газів. 10. Висновки.

6. Консультанти розділів роботи

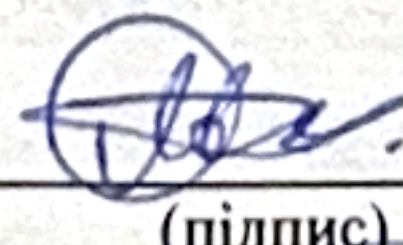
Розділ	Прізвище, ініціали та посада консультанта	Підпис, дата	
		завдання видав	виконання прийняв
Спеціальна частина	Керівник роботи Остра Н. В., к.т.н., доцент кафедри ЕСС		
Охорона праці	Кобилянський О. В. д.т.н., проф., завідувач кафедри БЖДПБ		

7. Дата видачі завдання 20 березня 2025 року

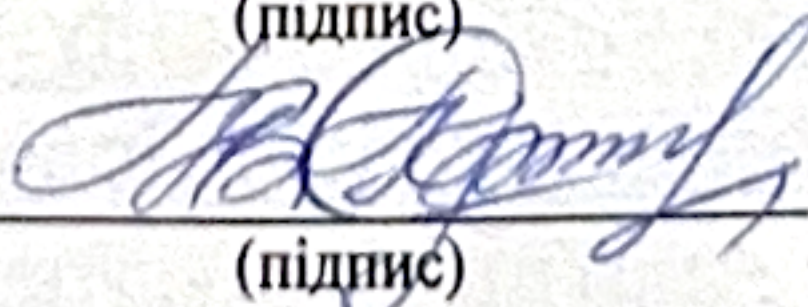
КАЛЕНДАРНИЙ ПЛАН

№ з/п	Назва та зміст етапів	Термін виконання етапів роботи		Приміт
		початок	кінець	
1	Формування та затвердження завдання БКР	20.03.25	21.03.25	визн.
2	Вступ. Огляд літературних джерел	22.03.25	30.03.25	визн.
3	Особливості функціонування та призначення силових трансформаторів	31.03.25	10.04.25	визн.
4	Дослідження конструктивних особливостей силового трансформатора та принцип його дії	11.04.25	16.04.25	визн.
5	Дослідження умов експлуатації та обслуговування силових трансформаторів	17.04.25	23.04.25	визн.
6	Методи діагностики силових трансформаторів	24.04.25	29.04.25	визн.
7	Оцінка технічного стану силового трансформатора по кожному виду вимірювання	30.04.25	07.05.25	визн.
8	Охорона праці	08.05.25	17.05.25	визн.
9	Формування висновків по роботі	18.05.25	20.05.25	визн.
10	Оформлення пояснювальної записки	21.05.25	25.05.25	визн.
11	Виконання ілюстративної частини та оформлення презентації	25.05.25	28.05.25	визн.
12	Перевірка БДР на плагіат. Попередній захист БДР	29.05.25	03.06.25	визн.
13	Рецензування БДР	29.05.25	08.06.25	визн.
14	Захист БДР	За графіком		

Студент


(підпис)

Керівник роботи


(підпис)

Сліденко М. О.
(ініціали та прізвище)

Остра Н.В.
(ініціали та прізвище)

АНОТАЦІЯ

УДК 621.311.1

Сліденко Микола Олегович «Аналіз конструктивних особливостей та умов застосування вимірювальних трансформаторів струму та напруги». Бакалаврська кваліфікаційна робота. – Вінниця: ВНТУ. – 2025. – 90 с. Бібліогр.: 40. Рис.: 14. Табл.: 22.

У бакалаврській роботі проаналізовано методи діагностики та умови експлуатації силових трансформаторів.

В першому розділі проаналізовано особливості функціонування та призначення силових трансформаторів. У другому розділі досліджено конструктивні особливості силового трансформатора та принцип його дії. Третій розділ присвячено дослідженню умов експлуатації та обслуговування силових трансформаторів. У четвертому розділі проаналізовані методи діагностики силових трансформаторів. У п'ятому розділі було проведено оцінку технічного стану силового трансформатора за кожним видом вимірювань.

У розділі охорони праці розроблені заходи із охорони праці при обслуговуванні силових трансформаторів.

Ключові слова: силовий трансформатор, експлуатація, діагностика, застосування, конструкція, оцінка стану.

ABSTRACT

Slidenko Mykola «Analysis of the design features and conditions of application of current and voltage measuring transformers». Bachelor's qualification work. – Vinnytsia: VNTU. – 2025. – 90 p. Bibliography: 40. Fig.: 14. Table: 22.

The bachelor's work analyzes the diagnostic methods and conditions of use of power transformers.

The first section analyzes the features of the functioning and purpose of power transformers. The second section examines the design features of the power transformer and the principle of its operation. The third section is devoted to the study of the operating conditions and maintenance of power transformers. The fourth section analyzes the diagnostic methods of power transformers. In the fifth section, an assessment of the technical condition of the power transformer was carried out for each type of measurement.

In the occupational safety section, occupational safety measures for servicing power transformers were developed.

Keywords: power transformer, operation, diagnostics, application, design, condition assessment.

ПЕРЕЛІК УМОВНИХ СКОРОЧЕНЬ

РПН – регулювання під навантаженням

ПБЗ – перемикання без збудження

ВН – висока напруга

НН – низька напруга

СН – середня напруга

ЕРС – електрорушійна сила

ККД – коефіцієнт корисної дії

СТ – силовий трансформатор

НЧ – низькі частоти

ХАРГ – хроматографічний аналіз розчинених газів

ХХ – холостий хід

ЗМІСТ

ВСТУП.....	4
1 ОСОБЛИВОСТІ ФУНКЦІОНУВАННЯ ТА ПРИЗНАЧЕННЯ СИЛОВИХ ТРАНСФОРМАТОРІВ.....	7
1.1 Технічні характеристики та призначення силових трансформаторів.....	7
1.2 Класифікація силових трансформаторів	9
1.3 Аналіз маркування силових трансформаторів	11
2 ДОСЛІДЖЕННЯ КОНСТРУКТИВНИХ ОСОБЛИВОСТЕЙ СИЛОВОГО ТРАНСФОРМАТОРА ТА ПРИНЦИП ЙОГО ДІЇ.....	15
2.1 Конструкція силового трансформатора.....	15
2.2 Аналіз принципу дії силового трансформатора.....	19
3 ДОСЛІДЖЕННЯ УМОВ ЕКСПЛУАТАЦІЇ ТА ОБСЛУГОВУВАННЯ СИЛОВИХ ТРАНСФОРМАТОРІВ.....	22
3.1 Характерні несправності силових трансформаторів та особливості ремонтів та обслуговування.....	22
3.2 Статистика відмов силових трансформаторів.....	25
3.3 Аналіз особливостей експлуатації силових трансформаторів	28
4 МЕТОДИ ДІАГНОСТИКИ СИЛОВИХ ТРАНСФОРМАТОРІВ.....	35
4.1 Регламентовані вимірювання та випробування	36
4.2 Аналіз перспективних методів та засобів діагностики силових трансформаторів.....	37
4.3 Аналіз імпульсної частотної характеристики	38
4.4 Аналіз частотної діелектричної характеристики	48
5 ОЦІНКА ТЕХНІЧНОГО СТАНУ СИЛОВОГО ТРАНСФОРМАТОРА ПО КОЖНОМУ ВИДУ ВИМІРЮВАННЯ.....	53
5.1 Аналіз розчинених газів в трансформаторному маслі.....	54
5.2 Вимірювання втрат холостого ходу	59
6 ОХОРОНА ПРАЦІ	64
6.1 Технічні рішення щодо безпечної експлуатації об'єкта.....	65
6.1.1 Технічні рішення щодо безпечної організації робочих місць	65

6.1.2 Електробезпека	66
6.2 Технічні рішення з гігієни праці та виробничої санітарії	69
6.2.1 Мікроклімат	69
6.2.2 Склад повітря робочої зони.....	69
6.2.3 Виробниче освітлення	70
6.2.4 Виробничий шум	71
6.2.5 Виробничі вібрації.....	72
6.3 Пожежна безпека	73
ВИСНОВКИ.....	76
СПИСОК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ	77
ДОДАТКИ	82
ДОДАТОК А ПРОТОКОЛ ПЕРЕВІРКИ НАВЧАЛЬНОЇ (КВАЛІФІКАЦІЙНОЇ) РОБОТИ.....	83
ДОДАТОК Б ІЛЮСТРАТИВНА ЧАСТИНА	84

ВСТУП

Протягом трьох років повномасштабної війни українська енергосистема зазнала систематичного та безпрецедентного терору з боку агресора. Агресор здійснив понад 1400 ракетних і дронівих атак на об'єкти критичної енергетичної інфраструктури, що є безпрецедентним випадком для сучасної Європи. Основними цілями обстрілів стали трансформаторні підстанції, теплові електростанції, гідроелектростанції, лінії електропередачі, а також об'єкти диспетчерського управління. За різними оцінками, близько 85% теплової генерації було втрачено станом на 2024 рік [1].

Особливу увагу ворог приділяв не лише об'єктам генерації електроенергії, таким як теплові електростанції (ТЕС) та теплоелектроцентралі (ТЕЦ), але й ключовим елементам мережевої інфраструктури – трансформаторним підстанціям. Знищення або виведення з ладу цих підстанцій мало критичні наслідки: навіть за умови збереженої та працездатної генерації передача електроенергії до споживачів ставала неможливою.

Трансформаторні підстанції є центральними вузлами енергосистеми – саме через них відбувається перетворення напруги і розподіл потужності між регіонами та окремими споживачами. Удари по таких об'єктах не лише порушували логістику енергопостачання, але й призводили до значного зниження стабільності енергосистеми в цілому. Наприклад, одночасне виведення з ладу кількох підстанцій 750/330 кВ в осінньо-зимовий період 2022 та 2023 років спричинило каскадне відключення електроенергії у кількох областях України [1].

Враховуючи те, що сучасна електроенергетична система України діє на принципі генерування електроенергії на станціях та передавання її споживачам на значні відстані, зменшення рівня втрат електроенергії при передаванні досягається збільшенням номінального значення рівня напруги у вузлах від джерел електричної енергії (електростанцій) та зниженням поблизу споживача чи групи споживачів.

У цьому контексті трансформатори відіграють ключову роль у функціонуванні сучасних енергосистем. Вони забезпечують ефективну, стабільну і безпечну передачу та розподіл електроенергії. Зазвичай на електричних станціях генератори змінного струму виробляють електричну енергію на напрузі 6-24 кВ, рівень напруги на відкритих розподільних установках (ВРУ) підвищується до рівнів 220 кВ, 330 кВ, 750 кВ, що мінімізує втрати в магістральних мережах. Потім на підстанціях напруга знижується до 110/35 кВ для розподільних мереж і до 10/0,4 кВ для живлення промислових підприємств і побутових споживачів. Для забезпечення ефективного і безпечного розподілу електроенергії в усіх вузлових точках розподільних мереж необхідно встановлювати трансформатори, які змінюють рівень напруги до необхідного.

В умовах сучасної електроенергетики, де зношеність обладнання досягла критичних масштабів, питання впровадження ефективних систем діагностики силових трансформаторів набуває особливої актуальності. Значна частина трансформаторного парку як в Україні, так і в розвинених країнах функціонує за межами встановленого нормативного терміну експлуатації. Зокрема, в Україні понад 40–50% силових трансформаторів вже перевищили свій розрахунковий термін служби. У країнах Європейського Союзу цей показник сягає близько 50%, а в США – перевищує 65% [2].

Отже, дослідження методів діагностики та умов експлуатації силових трансформаторів є **актуальною задачею** для забезпечення надійності та стабільності роботи енергосистеми.

Метою даної бакалаврської кваліфікаційної **роботи** є дослідження методів діагностики та умов експлуатації силових трансформаторів.

У відповідності із поставленою метою розв'язуються наступні **основні задачі роботи**:

1. Аналіз особливостей функціонування та призначення силових трансформаторів.

2. Дослідження конструктивних особливостей силового

трансформатора та принцип його дії.

3. Дослідження умов експлуатації та обслуговування силових трансформаторів.

4. Дослідження методів діагностики силових трансформаторів.

5. Виконати оцінку технічного стану силового трансформатора по кожному виду вимірювань.

6. Проаналізувати заходи з охорони праці в процесі експлуатації діагностичного комплексу визначення пошкоджень ізоляції силових трансформаторів.

Об'єктом дослідження даної кваліфікаційної роботи є трансформаторна підстанція 110/10 кВ.

Предметом дослідження є силові трансформатори.

1 ОСОБЛИВОСТІ ФУНКЦІОНУВАННЯ ТА ПРИЗНАЧЕННЯ СИЛОВИХ ТРАНСФОРМАТОРІВ

Трансформатор є статичним електромагнітним апаратом, що має дві чи більше індуктивно зв'язаних обмоток, який служить для перетворення електричної енергії змінного струму однієї системи (первинної) в іншу (вторинну) за принципом електромагнітної індукції [3]. Тому в процесі транспортування електроенергії від генераторів до кінцевих споживачів напруга багаторазово трансформується за допомогою силових трансформаторів. Кількість і параметри таких перетворень визначаються топологією мережі, географічними особливостями та специфікою навантаження. Подібна багаторівнева схема забезпечує не лише ефективну передачу енергії на великі відстані, але й підвищує загальну надійність і безпеку енергопостачання. У середньому на кожен кіловольт-ампер встановленої потужності генераторів припадає приблизно 8 кВА трансформаторної потужності [4].

1.1 Технічні характеристики та призначення силових трансформаторів

Силові трансформатори, що встановлюються на електростанціях, головних та розподільчих підстанціях, виконують критично важливу функцію узгодження рівнів напруги між різними ступенями енергосистеми. Основне їхнє призначення – забезпечення ефективної передачі електричної енергії шляхом підвищення напруги після генерації та зниження її перед споживанням. Передача електроенергії високої напруги викликана прагненням максимально понизити втрати в передаючих мережах і перетин проводів ліній електропередачі [5].

У практиці енергетичного машинобудування широко застосовують трифазні силові трансформатори. Конструкція трифазних силових трансформаторів дозволяє істотно підвищити ефективність енергопередачі

завдяки оптимізованому розташуванню магнітопроводу та обмоток у єдиному корпусі. Завдяки цьому досягається зниження активних втрат електроенергії приблизно на 15%, що є суттєвим фактором у загальному зниженні експлуатаційних витрат. Крім того, інтеграція трьох фаз в одному апараті дозволяє скоротити споживання матеріалів, зокрема обмотувального дроту (переважно міді) та електротехнічної сталі, в середньому на 20–25% у порівнянні з еквівалентною за потужністю групою з трьох однофазних трансформаторів. Це, у свою чергу, сприяє зменшенню маси обладнання, спрощенню монтажу, зменшенню габаритів трансформаторних підстанцій та підвищенню надійності системи через зменшення кількості з'єднувальних елементів, які є потенційними точками відмови. Крім того, завдяки більш компактній конструкції полегшується транспортування та встановлення такого обладнання на об'єктах енергетичної інфраструктури, особливо в умовах обмеженого простору або складного рельєфу. Крім економічної доцільності трифазні трансформатори також мають менші габарити та спрощену схему монтажу, що знижує витрати на будівельно-монтажні роботи та обслуговування.

Сьогодні типові потужності трифазних трансформаторів досягають:

- для класу напруги 220 кВ – до 1000 МВА;
- для 330 кВ – до 1250 МВА;
- для 500 кВ – близько 1000 МВА.

Обмеження зростання одиничної потужності трансформаторів пов'язане з фізичними габаритами апарату, масою активної частини, обмеженнями по вантажопідйомності та шириною залізничних платформ, мостів та проїздів, а також вимогами до охолодження та технічного обслуговування.

У тих випадках, коли побудова або транспортування трифазного трансформатора неможлива або технічно недоцільна (наприклад, у разі надвеликих потужностей) застосовують групу однофазних трансформаторів, які з'єднуються на підстанції в трифазну систему. Типові приклади таких рішень – на надвисоких класах напруги:

- 500 кВ - по 3 трансформатори 533 МВА;
- 750 кВ - по 3 трансформатори 417 МВА;
- 1150 кВ – по 3 трансформатори 667 МВА.

Силові трансформатори поділяються на двообмоткові та триобмоткові в залежності від кількості незалежних обмоток різної напруги. Двообмоткові трансформатори мають одну первинну та одну вторинну обмотку й є типовим рішенням для більшості енергетичних об'єктів середньої потужності. Триобмоткові трансформатори, окрім основних обмоток високої та низької напруги, містять додаткову третю обмотку середньої напруги, яка може застосовуватись для підключення секцій споживачів з іншими рівнями напруги або для реалізації резервних або маневрових схем.

У деяких випадках обмотки однієї напруги, переважно низької, можуть виконуватись як кілька паралельних незалежних гілок, відомих як розщеплені обмотки. Така конструкція дозволяє рівномірно розподілити струм між гілками, зменшити навантаження на окремі провідники, підвищити надійність у разі виникнення аварійних режимів, а також спростити реалізацію схем із резервуванням.

1.2 Класифікація силових трансформаторів

Силові трансформатори класифікуються за низкою технічних і експлуатаційних характеристик, що дозволяє підібрати оптимальний тип обладнання відповідно до конкретних умов роботи енергосистеми. У практиці проектування та експлуатації прийнято поділяти трансформатори за такими основними ознаками:

За умовами експлуатації:

- Для нормальних умов – призначені для роботи в закритих електроустановках або на відкритому повітрі в помірному кліматі. Вони розраховані на стандартний температурний режим, рівень забруднення, вологість і висоту над рівнем моря до 1000 м.

– Для спеціальних умов – виготовляються з урахуванням додаткових вимог: підвищена вологість (тропічне виконання), агресивне середовище (хімічні підприємства), висота понад 1000 м (гірські райони), наявність пилу, морського туману або екстремальних температур. У таких трансформаторах застосовуються спеціальні покриття, ущільнення, системи вентиляції та охолодження.

За видом ізоляційного та охолоджувального середовища:

– Масляні трансформатори (ТМ, ТМГ) – найпоширеніший тип. Ізоляція між обмотками виконується на основі трансформаторного масла, яке одночасно служить теплоносієм. Масло забезпечує високе тепловідведення, але потребує спеціальних заходів пожежної безпеки.

– Сухі трансформатори (ТС, ТСЗ) – використовують повітряне охолодження та ізоляцію на основі термостійких матеріалів. Безпечніші у пожежному відношенні, часто використовуються в приміщеннях з підвищеними вимогами до екологічної безпеки (торговельні центри, лікарні, школи).

– Трансформатори з литою ізоляцією (ТСЛ, ТСЗЛ) – різновид сухих трансформаторів, в яких обмотки заливаються епоксидною смолою. Вони мають високий ступінь механічного захисту та вологостійкість, придатні до роботи у складних умовах (метрополітени, тунелі, промислові підприємства).

– Заповнені негорючим рідким діелектриком (наприклад, MIDEЛ, FR3) – застосовуються у вибухонебезпечних або пожежонебезпечних зонах. Такі рідини мають високу температуру займання (понад 300 °С) та екологічну безпечність.

За конструктивним виконанням і призначенням:

– Однофазні трансформатори – використовуються переважно в мережах з однофазним навантаженням або в складі трифазних груп на надвисокій напруги. Відзначаються меншою масою та простішим ремонтом, але вимагають більш складного монтажу при створенні трифазної системи.

- Трифазні трансформатори – домінують у мережах середньої та високої напруги. Конструктивно простіші для підключення та експлуатації, забезпечують рівномірний розподіл навантаження по фазах.

- З регулюванням напруги під навантаженням (РПН) – дозволяють змінювати коефіцієнт трансформації без вимкнення трансформатора. Вони забезпечують автоматичне підтримання стабільного рівня напруги на вторинній стороні при змінних навантаженнях.

- З перемикачами без збудження (ПБЗ) – допускають зміну коефіцієнта трансформації лише у знеструмленому стані. Такі трансформатори дешевші та простіші в обслуговуванні, проте менш гнучкі в умовах змінного навантаження.

Крім того, трансформатори поділяються за кількістю обмоток (двох- і триобмоткові), за схемами з'єднання обмоток (зірка, трикутник, зірка із заземленням нейтралі тощо), способом охолодження (природна або примусова циркуляція масла й повітря) та інше.

1.3 Аналіз маркування силових трансформаторів

Силові трансформатори, що випускаються промисловістю, мають обов'язкове маркування, яке забезпечує повну технічну ідентифікацію виробу. Згідно з вимогами та нормативними документами, кожен трансформатор обладнано паспортним щитком, закріпленим на баку в доступному та добре видимому місці. Щиток виготовляється з матеріалу, стійкого до атмосферного впливу, і містить повний перелік номінальних та паспортних характеристик трансформатора.

До таких даних належать [6]:

- Марка (логотип) заводу-виробника;
- Рік виготовлення трансформатора;
- Заводський серійний номер;

- Тип або модель трансформатора (наприклад, ТМ, ТМГ, ТДТН тощо);
- Номер державного або міжнародного стандарту, за яким виготовлений трансформатор;
- Номінальна потужність трансформатора, вказана в кВА або МВА. Для триобмоткових трансформаторів зазначається потужність кожної обмотки окремо;
- Номінальні напруги обмоток (високої, середньої, низької), включаючи діапазон регулювання напруги для обмотки з РПН або ПБВ;
- Номінальні струми обмоток, що відповідають номінальним напругам і потужності;
- Кількість фаз: однофазний або трифазний трансформатор;
- Номінальна частота струму, зазвичай 50 Гц;
- Схема і група з'єднання обмоток (наприклад, Y/Δ-11, Y/Y-0 тощо) ;
- Напруга короткого замикання, %;
- Тип монтажу – для внутрішньої або зовнішньої установки;
- Тип охолодження (наприклад, ONAN – природна циркуляція оливи й повітря; ONAF – природна циркуляція оливи та примусове повітряне охолодження);
- Повна маса трансформатора, кг;
- Маса трансформаторної оливи, кг (для масляних трансформаторів);
- Маса активної частини трансформатора, кг;
- Наявність та положення перемикача РПН або ПБВ, з вказанням доступних ступенів регулювання.

Позначення типу трансформатора формується з буквеної та цифрової частин і вказує на його ключові характеристики [6]. Основні літерні позначення зазначені в таблиці 1.1. У стандартах або технічних умовах для певних груп чи типів трансформаторів можуть вводитися додаткові буквені позначення, які додаються після основного маркування. Цифрова частина умовного позначення трансформатора зазвичай складається з двох основних

чисел: перше число вказує на номінальну потужність трансформатора, виражену в кВА, а друге – на номінальну напругу обмотки високої напруги (ВН), зазначену в кВ.

Таблиця 1.1 – Умовне позначення силових трансформаторів

Позначення	Літера	Розшифровка
Призначення трансформатора (може бути відсутнім)	А	Автотрансформатор
	Э	Електропічний трансформатор
Кількість фаз	О	Однофазний трансформатор
	Т	Трифазний трансформатор
Розщеплення обмоток (може бути відсутнім)	Р	Розщеплена обмотка НН
Система охолодження	Сухі	
	С	Природне повітряне охолодження (відкрите виконання)
	СЗ	Природне повітряне охолодження (захищене виконання)
	СГ	Природне повітряне охолодження (герметичне виконання)
	СД	Повітряне охолодження з дуттям
	Масляні	
	М	Природна циркуляція повітря і оливи
	Д	Примусова циркуляція повітря і природна циркуляція оливи
	МЦ	Природна циркуляція повітря і примусова циркуляція оливи з неспрямованим потоком оливи
	НМЦ	Природна циркуляція повітря і примусова циркуляція оливи із спрямованим потоком оливи
	ДЦ	Примусова циркуляція повітря й оливи з неспрямованим потоком оливи
	НДЦ	Примусова циркуляція повітря й оливи із спрямованим потоком оливи
	Ц	Примусова циркуляція води й оливи з неспрямованим потоком оливи
	НЦ	Примусова циркуляція води й оливи із спрямованим потоком оливи

Продовження таблиці 1.1 – Умовне позначення силових трансформаторів

Позначення	Літера	Розшифровка
Система охолодження	Негорючий рідкий діелектрик	
	Н	Природне охолодження негорючим рідким діелектриком
	НД	Охолодження негорючим рідким діелектриком із примусовим обертанням повітря
	ННД	Охолодження негорючим рідким діелектриком із примусовою циркуляцією повітря і з спрямованим потоком рідкого діелектрика
Особливості трансформатора (може бути відсутнім)	Л	Лита ізоляція
	Т	Триобмотковий трансформатор
	Н	Регулювання під навантаженням (РПН)
	З	Без розширника (азотна подушка або негорючий діелектрик)
	Ф	Розширник і виводи у фланцях бака
	Г	Гофробак без розширника (герметичне виконання)
Призначення (може бути відсутнім)	С	Для власних потреб електростанцій
	П	Для ліній постійного струму
	М	Для металургійного виробництва
	ПН	Для живлення заглиблених електронасосів
Кліматичне виконання (може бути відсутнім)	У	Для експлуатації в районах з помірним кліматом
	ХЛ	Для експлуатації в районах з холодним кліматом
	Т	Для експлуатації в тропічному кліматі
	О	Для експлуатації в регіонах біля узбережжя
	М	Для транспорту, у т.ч. пересувних електроустановок, залізничної техніки тощо
	УХЛ	Для перехідного клімату – помірного з можливими низькими температурами
	ТВ	Для експлуатації в умовах тропічного клімату з дуже високою вологістю
	В	Для районів, розташованих на висоті понад 1000 м над рівнем моря

2 ДОСЛІДЖЕННЯ КОНСТРУКТИВНИХ ОСОБЛИВОСТЕЙ СИЛОВОГО ТРАНСФОРМАТОРА ТА ПРИНЦИП ЙОГО ДІЇ

2.1 Конструкція силового трансформатора

Силовий трансформатор складається з ряду конструктивних елементів, які забезпечують його основну функцію – перетворення рівня напруги змінного струму без зміни частоти. Основними елементами трансформатора є: магнітопровід, обмотки, активна частина, бак, система охолодження, вводи, перемикачі відгалужень, ізоляційні вузли та елементи захисту, зображені на рисунку 2.1.

Одним із головних елементів трансформатора є магнітопровід (осердя), виготовлений із шихтованої електротехнічної сталі. Цей елемент служить для створення і направлення магнітного потоку між обмотками, що є основою для процесу електромагнітної індукції. Магнітопровід трансформатора виготовляється з електротехнічної листової сталі, з ізолюючим покриттям, що знижує втрати на вихрові струми. Основна задача магнітопроводу – забезпечити замкнутий магнітний потік між обмотками. За конструкцією розрізняють броньові, стержневі та комбіновані типи. У сучасних силових трансформаторах зазвичай застосовуються стержневі магнітопроводи з двома або трьома стержнями для відповідних фаз. Ярмо з'єднує ці стержні у верхній та нижній частині, утворюючи замкнену магнітну систему. У сучасних трансформаторах для виготовлення магнітопроводів використовують холоднокатану електротехнічну сталь. Щоб запобігти «розпушуванню» сталевих листів і забезпечити необхідну механічну жорсткість конструкції, елементи стрижнів та ярм щільно спресовують між собою. [7].

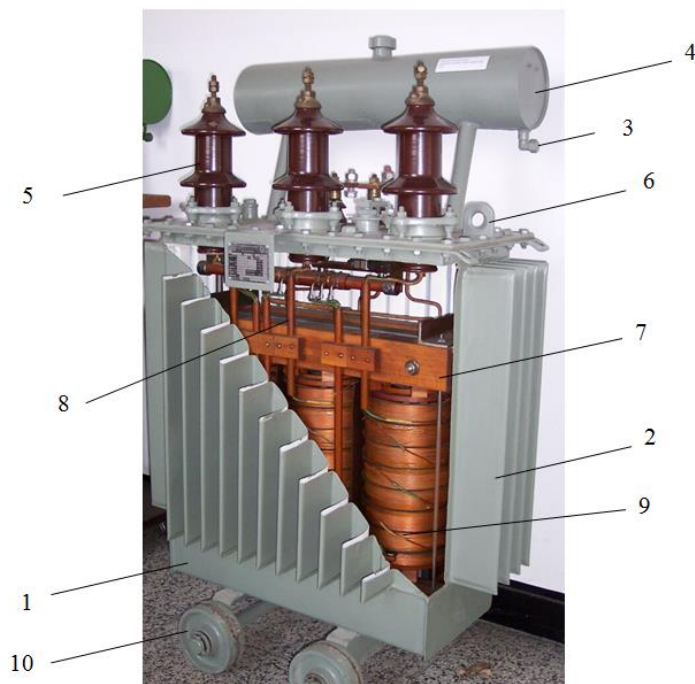


Рисунок 2.1 – Зовнішній вигляд та конструктивні елементи силового трансформатора

На рисунку 2.1 показано: 1 – бак; 2 – радіатор; 3 – повітроосушувач; 4 – розширювач; 5 – вивід ВН; 6 – кільце для підйому; 7 – ярмова балка кістяка (верхня); 8 – регулювальні відгалуження обмоток ВН; 9 – обмотка НН та ВН; 10 – коток візка. Не менш важливими є обмотки трансформатора – первинна та вторинна. Обмотки накладаються на кожний стержень магнітопроводу та виконуються з мідного або алюмінієвого проводу. Вони діляться на:

- Обмотку високої напруги (ВН) – розташовується, як правило, зовні.
- Обмотку низької напруги (НН) – встановлюється ближче до стержня магнітопроводу.
- Додаткову обмотку (СН) для триобмоткових трансформаторів – розміщується між обмотками ВН та НН або зовні.

Обмотки силових трансформаторів класифікують також за способом їхнього розташування на магнітному стрижні. Залежно від цього розрізняють концентричні та чередувальні (чергувальні) обмотки.

Концентричні обмотки виконуються у вигляді суцільних циліндрів, які концентрично охоплюють стрижень магнітопроводу. Зазвичай обмотка низької напруги (НН) розташовується всередині, тобто ближче до стрижня, тоді як обмотка високої напруги (ВН) – зовні, ближче до охолоджувального простору.

Чередувальні (чергувальні) обмотки застосовуються переважно у трансформаторах великої потужності, де критичною є рівномірність розподілу магнітного потоку та зменшення втрат. Обмотки різної напруги поділяються на секції (частини), які чергуються одна з одною вздовж осі стрижня. Наприклад, секція ВН, далі – секція НН, потім знову ВН і т.д. Витки обмоток виконують з проводів круглого або прямокутного перерізу. По напрямку намотування обмотки розрізняють: ліві і праві [7].

Для захисту обмоток і магнітопроводу використовується система ізоляції. Вона складається з твердих матеріалів, трансформаторного масла або газів (у сухих трансформаторах), які запобігають електричним пробоям і коротким замиканням.

Особливе значення має трансформаторне масло, яке виконує одночасно дві функції: ізоляційну та охолоджувальну. Допоміжна система трансформатора охоплює низку конструктивних елементів та приладів, які не беруть безпосередньої участі у перетворенні електроенергії, але мають вирішальне значення для забезпечення надійної, стабільної та безпечної роботи трансформатора протягом усього терміну його експлуатації. Всі внутрішні компоненти трансформатора розміщуються в металевому баку (корпусі), який забезпечує механічний захист і герметичність. Для підвищення ефективності охолодження бак може бути оснащений радіаторами або теплообмінниками, що збільшують площу тепловіддачі. У потужних трансформаторах використовуються додаткові вентилятори або водяні системи охолодження.

Ще одним важливим компонентом є розширювач, який компенсує зміни об'єму трансформаторного масла внаслідок температурних коливань. У ньому

встановлюється спеціальна мембрана або ізоляційна подушка, яка запобігає контакту масла з повітрям, що зменшує ризик окислення та зниження діелектричних властивостей масла.

Для підключення трансформатора до зовнішніх електричних мереж використовуються виводи, що забезпечують надійний контакт із лініями електропередачі. Вводи поділяються на високовольтні та низьковольтні й мають відповідну ізоляцію для безпечної експлуатації.

Не менш важливою є система захисту та контролю, яка включає газове реле (реле Бухгольца), термометри, індикатори рівня оливи та запобіжні клапани. Газове реле реагує на внутрішні дефекти трансформатора, наприклад, короткі замикання чи перегрівання, і може автоматично відключити трансформатор для запобігання аваріям. Термометри контролюють температуру обмоток і масла, а запобіжний клапан скидає надлишковий тиск, що виникає під час несправностей.

Для забезпечення стабільної напруги під час змін навантаження трансформатор оснащується пристроєм регулювання напруги під навантаженням (РПН). РПН забезпечує регулювання коефіцієнта трансформації без необхідності виведення трансформатора з роботи. Це дозволяє підтримувати стабільну напругу на шинній стороні трансформатора, навіть за змінних режимів споживання або коливань напруги в мережі.

Сучасні системи РПН включають контактні вузли (комутаційні пристрої), реактор (для гасіння дуги), електропривід з блоком керування, і додаткові елементи захисту. Найбільш розповсюджені – роторні або шторкові комутатори, встановлені у спеціальних відсіках бака трансформатора. Типовий діапазон регулювання: ± 8 –16 % від номінальної напруги з кроком 1,25 або 2,5 %.

Також можливе використання ПБЗ для регулювання рівня напруги. ПБЗ застосовується для встановлення необхідного значення напруги до введення трансформатора в експлуатацію або при його знеструмленні. Це простіший і дешевший варіант, який не дозволяє регулювати напругу в режимі роботи. ПБЗ

– це механічний перемикач відгалужень обмотки, що зазвичай встановлюється на обмотці ВН. Його конструкція значно простіша за РПН – не містить дугогасних пристроїв, електроприводів чи спеціальної автоматики.

Вибір між РПН і ПБЗ залежить від характеру навантаження і функціональної ролі трансформатора в енергосистемі. Це дає можливість змінювати коефіцієнт трансформації без вимикання обладнання, що особливо важливо в умовах нестабільного навантаження в енергосистемах.

2.2 Аналіз принципу дії силового трансформатора

Коли на первинну обмотку подається змінна напруга U_1 , в обмотці протікає змінний струм I_1 , який створює змінний магнітний потік Φ у магнітопроводі. Цей потік замикається через усі обмотки трансформатора, в тому числі й через вторинну. Згідно із законом електромагнітної індукції Фарадея, цей змінний потік індукує електрорушійну силу (ЕРС) у вторинній обмотці (2.1):

$$\varepsilon_2 = -N_2 \cdot \frac{d\Phi}{dt}, \quad (2.1)$$

де, ε_2 – ЕРС у вторинній обмотці, В;

N_2 – кількість витків вторинної обмотки, шт.;

$\frac{d\Phi}{dt}$ – швидкість зміни магнітного потоку.

Аналогічно, в первинній обмотці також індукується ЕРС (2.2):

$$\varepsilon_1 = -N_1 \cdot \frac{d\Phi}{dt}; \quad (2.2)$$

де, ε_1 – ЕРС у первинній обмотці, В;

N_1 – кількість витків первинної обмотки, шт.;

$\frac{d\Phi}{dt}$ – швидкість зміни магнітного потоку.

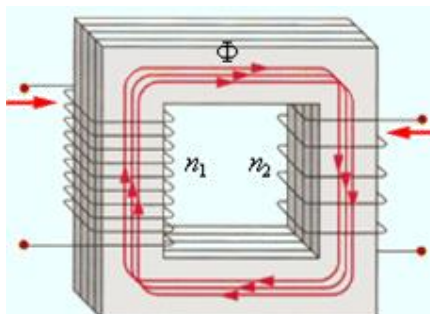


Рисунок 2.2 – Схема принципу дії трансформатора

Оскільки електрорушійна сила в обмотках трансформатора виникає завдяки електромагнітній індукції, то її величина прямо залежить від:

- частоти змінного струму f , Гц;
- кількості витків обмотки N , шт.;
- амплітуди магнітного потоку Φ , який створюється в магнітопроводі, Вб.

Формула для розрахунку діючих значень ЕРС у первинній та вторинній обмотках має такий вигляд (2.3):

$$\varepsilon_n = 4,44 \cdot f \cdot N_n \cdot \Phi; \quad (2.3)$$

де, 4,44 – коефіцієнт, що враховує перехід від амплітудного значення синусоїдального потоку до діючого значення ЕРС;

ε_n – ЕРС у обмотці, В;

f – частота змінного струму, Гц;

N_n – кількість витків обмотки, шт.;

Φ – максимальне значення магнітного потоку, Вб.

Коефіцієнт трансформації – це відношення кількості витків первинної обмотки до кількості витків вторинної, або відношення ЕРС цих обмоток. Коефіцієнт трансформації описується наступним виразом (2.4).

$$k_{mp} = \frac{\varepsilon_1}{\varepsilon_2} = \frac{E_1}{E_2} = \frac{N_1}{N_2}; \quad (2.4)$$

де, ε_n – миттєве значення ЕРС у обмотці, В;

E_n – діюче значення ЕРС, В;

N_n – кількість витків обмотки, шт.

Коефіцієнт корисної дії (ККД) трансформатора залежить насамперед від рівня втрат, що виникають під час його роботи. Основні складові цих втрат – це втрати в обмотках, або втрати міді, які зумовлені виділенням тепла внаслідок проходження струму через активний опір провідників, а також втрати в осерді, так звані втрати заліза, які виникають у результаті магнітного гістерезису та вихрових струмів у матеріалі сердечника при перемагнічуванні.

Сучасні силові трансформатори проєктуються з урахуванням мінімізації обох типів втрат. У трансформаторах потужністю понад 100 МВА ККД може перевищувати 99,5%, однак навіть незначне зменшення втрат на 0,1% дає змогу щорічно заощаджувати десятки тисяч кіловат-годин електроенергії.

3 ДОСЛІДЖЕННЯ УМОВ ЕКСПЛУАТАЦІЇ ТА ОБСЛУГОВУВАННЯ СИЛОВИХ ТРАНСФОРМАТОРІВ

Незважаючи на високий рівень інженерного виконання та багаторівневу систему захистів, у трансформаторах можуть виникати відмови, що призводять до порушень у роботі мережі, значних матеріальних збитків або навіть аварійних ситуацій.

Дослідження причин та механізмів відмов дозволяє підвищити експлуатаційну надійність обладнання, вдосконалити технічне обслуговування й своєчасно виявляти потенційно небезпечні дефекти. Відмови трансформаторів зазвичай поділяються за багатьма ознаками.

3.1 Характерні несправності силових трансформаторів та особливості ремонту та обслуговування

Силові трансформатори, як складні електротехнічні пристрої, під час тривалої експлуатації зазнають різного роду впливів, які можуть призвести до виникнення несправностей.

Деякі з них проявляються поступово й можуть бути виявлені під час планової діагностики, інші – виникають раптово й потребують негайного втручання. Важливою складовою підвищення надійності є знання типових несправностей та розуміння механізмів їх виникнення.

Серед основних причин виникнення аварійних ситуацій в роботі силових трансформаторів виділяють:

- Перевантаження – тривала робота трансформатора з навантаженням, що перевищує номінальне, призводить до перегріву обмоток та ізоляції. Постійне перевантаження спричиняє деградацію ізоляційних матеріалів, що з часом призводить до зниження електричної міцності та можливого короткого замикання, а відповідно і скорочення терміну експлуатації.

– Дефекти ізоляції – старіння ізоляційних матеріалів або їх пошкодження внаслідок перенапруг чи механічних пошкоджень – є однією з найпоширеніших причин виходу трансформаторів із ладу.

– Внутрішні короткі замикання – виникають через пошкодження обмоток або виток струму між обмотками. Основними причинами є механічні пошкодження, які можуть виникнути через вплив електромагнітних сил під час коротких замикань у мережі.

– Недостатнє охолодження – несправності в системі охолодження або недостатня кількість охолоджувальної рідини призводять до перегріву, навіть, якщо трансформатор не перевантажується.

– Помилки експлуатації та обслуговування – неправильне керування, несвоєчасне технічне обслуговування або помилки персоналу.

Характерні несправності силових трансформаторів та причини їх виникнення наведені в таблиці 3.1.

Таблиця 3.1 – Характерні несправності силових трансформаторів, їх причини

Елементи трансформатора	Несправність	Причина несправності
Обмотки	Виткові замикання	Природне старіння та знос ізоляції, систематичне перевантаження трансформаторів, динамічні зусилля при наскрізних коротких замиканнях
	Замикання на корпус (пробій), міжфазне замикання	Старіння ізоляції, зволоження масла і пониження його рівня; внутрішні і зовнішні перенапруження; деформація обмоток унаслідок динамічних навантажень при крізних коротких замиканнях
	Обрив кола	Обгоряння виводів, руйнування з'єднань внаслідок низької якості паяння або зварювання виводів
	Відсутність контакту	Порушення регулювання перемикаючого пристрою

Продовження таблиці 3.1 – Характерні несправності силових трансформаторів, їх причини

Елементи трансформатора	Несправність	Причина несправності
Бак і арматура	Витікання масла із зварювальних швів, кранів і фланцевих з'єднань	Порушення зварювального шва від механічних або температурних впливів, погана притирка пробки крана, пошкодження прокладки під фланцем
	Трансформатор перегрівається	1. Трансформатор перевантажений 2. Ослабле опресування шихтованого магнітопроводу; 3. Порушене пресування стиків у стиковому магнітопроводі
	Ненормальне гудіння в трансформаторі	1. Відбулося перекриття (але не пробій) між обмоткою або виводами навантаження внаслідок перегрівання; 2. Обрив заземлення
	Потріскування всередині трансформатора	Виникли перенапруги. Різко погіршилась якість масла. Знизився рівень масла
	Пробій обмоток на корпус, між обмотками високої та низької напруги або між фазами	Погіршилась якість ізоляції внаслідок її старіння. Утворилось коротке замикання на лінії
Перемикачі напруги	Оплавлення контактної поверхні	Термічний вплив на контакт при коротких замиканнях
	Збільшення струму холостого ходу	Послаблення шихтованого пакета магнітопроводу
Магнітопровід	"Пожежа" сталі	Порушення ізоляції між окремими пластинами сталі або ізоляції стяжних болтів; слабе пресування пластин, утворення короткозамкненого контуру при пошкодженні ізоляційних прокладок між ярмом і магнітопроводом

Недотримання регламентів технічного обслуговування, неправильне підключення обладнання або використання неякісних матеріалів можуть призвести до аварій.

Діагностика трансформатора здійснюється за допомогою серії перевірок, заходів і випробувань, за допомогою яких отримується глобальне бачення стану трансформатора, як зовнішнього, так і внутрішнього, що дозволяє прийняти відповідні профілактичні та корегувальні дії, які гарантують нормальну експлуатацію обладнання під час роботи.

Випробування та вимірювання діагностичних параметрів здійснюють згідно Норм випробування електрообладнання [8] (відповідно до вимог п.п. 9.2-9.19 цих Норм) та документації виробників, де наведено види, обсяги й періодичність вимірювань та випробувань трансформаторів.

3.2 Статистика відмов силових трансформаторів

Аналіз причин виходу з ладу силових трансформаторів в Україні та за кордоном свідчить про те, що значна частина несправностей пов'язана з пошкодженням магнітопроводів і обмоток. Саме ці компоненти найчастіше зазнають критичних навантажень в умовах тривалої експлуатації, особливо за наявності перегріву, коротких замикань чи механічних деформацій. Така статистика підтверджує важливість постійного моніторингу їх технічного стану для запобігання раптовим відмовам і подовження ресурсу трансформатора [9].

Одним із найбільш значущих і масштабних міжнародних досліджень, що стосується надійності великих силових трансформаторів, стало дослідження, проведене у 1983 році.

У межах цього дослідження було зібрано та проаналізовано дані про понад тисячу випадків виходу з ладу силових трансформаторів, що експлуатувалися протягом періоду від кількох місяців до понад трьох десятиліть.

Зібрані дані дозволили створити емпіричну модель, яка описує ймовірність виникнення відмов у функції часу. Для цього застосовувалась статистична формула [10] (3.1), що враховує кількість трансформаторів, які вийшли з ладу в межах певного інтервалу часу, і загальну кількість одиниць обладнання, що перебували в експлуатації протягом цього періоду.

$$\lambda = \frac{\sum_{i=1}^i n_i}{\sum_{i=1}^i N_i} \cdot 100\%; \quad (3.1)$$

де n_i – кількість трансформаторів, що вийшли з ладу в i -му році;

N_i – кількість трансформаторів в експлуатації протягом i -го року.

Згідно з узагальненими даними, найвища частота відмов припадає на трансформатори віком понад 25 років, при цьому понад 40% серйозних пошкоджень стосуються саме обмоток і магнітопроводів.

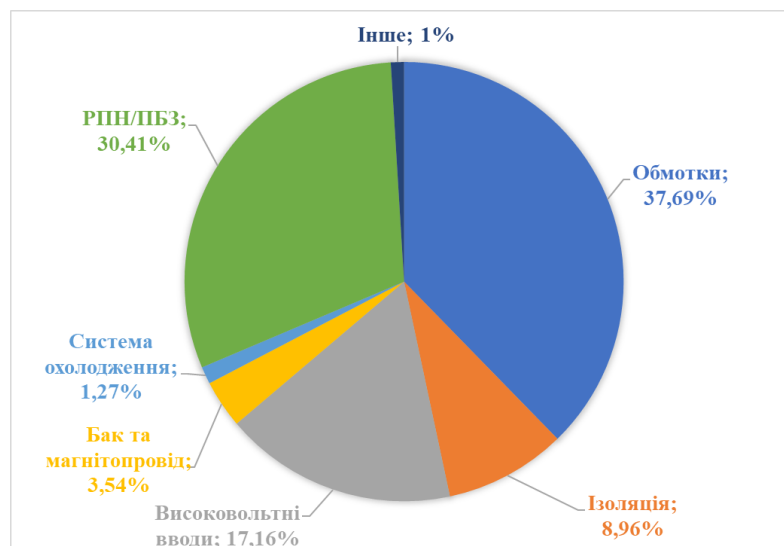


Рисунок 3.1 – Несправні елементи, що викликали вихід з ладу трансформаторів на підстанціях згідно з [10]

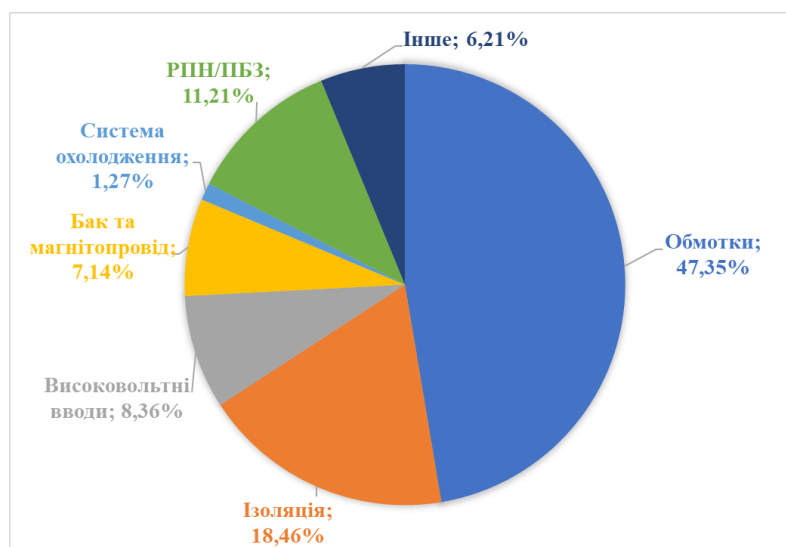


Рисунок 3.2 – Несправні елементи, що викликали вихід з ладу підвищувальних трансформаторів поблизу генератора згідно з [10]

Згідно з рішенням робочої групи, серйозною відмовою вважалася будь-яка ситуація, що вимагала виведення трансформатора з експлуатації на період понад сім днів для проведення огляду, ремонтних робіт або заміни [11]. Цікаво, що обмотки трансформаторів стали основною причиною відмов, як для підвищувальних трансформаторів поблизу генераторів, так і для трансформаторів розміщених на підстанціях (рис. 3.1, 3.2) [10].

Аналіз отриманих статистичних даних засвідчив, що підвищувальні трансформатори, які розміщуються безпосередньо біля генераторних установок, демонструють вищу частку відмов обмоток – на рівні 47,35%, тоді як для трансформаторів, які експлуатуються на підстанціях, цей показник становить 37,69%. Водночас ці ж підвищувальні трансформатори мали нижчу частку відмов, пов'язаних із високовольтними вводами – лише 8,36%, на відміну від трансформаторів на підстанціях, де аналогічний показник сягав 17,16%.

Ще однією відмінністю є частота відмов, пов'язаних із регуляторами під навантаженням (РПН). На підстанціях ці пристрої мають вищу схильність до

пошкоджень – 30,41%, у той час як для підвищувальних трансформаторів цей показник становить лише 11,21%.

За підсумками масштабного міжнародного аналізу, до якого було залучено 48 енергетичних компаній, було зібрано інформацію про 685 серйозних відмов трансформаторів, що разом сумарно пропрацювали понад 167 459 трансформаторо-років. На основі цієї вибірки було визначено загальний середній рівень відмов, який становив 0,44% на рік. Водночас позитивним є те, що кількість відмов пристроїв РПН помітно зменшилася в порівнянні з результатами дослідження 1983 року [12], що свідчить про поступове вдосконалення їх конструкцій і технологій обслуговування.

3.3 Аналіз особливостей експлуатації силових трансформаторів

Експлуатація силових трансформаторів здійснюється відповідно до положень [13], а також з урахуванням наявної технічної документації, розробленої виробником конкретного трансформатора. У випадку, коли експлуатацію веде підприємство, вона також узгоджується з внутрішніми інструкціями, що регламентують обслуговування і контроль за станом обладнання.

Зокрема серед основних умов експлуатації виділяють наступні вимоги. У процесі експлуатації трансформаторів та автотрансформаторів особливу увагу необхідно приділяти правильній організації заземлення нейтралі, оскільки від цього залежить надійність електричної системи та рівень безпеки обслуговуючого персоналу. Усі нейтралі обмоток обладнання, що працює на напругу 110 кВ і вище, за загальним правилом мають бути приєднані до системи заземлення безпосередньо [13]. Водночас існують технічні ситуації, за яких можливе застосування іншого варіанту – наприклад, використання ізольованої нейтралі або нейтралі, що з'єднана з землею через дугогасну котушку. Такий підхід дозволяється переважно у колах із номінальною

напругою до 35 кВ, якщо це виправдано умовами роботи або конструктивними особливостями обладнання.

У випадку, коли в одному трансформаторі встановлено декілька дугогасних котушок і загальний струм, який вони можуть пропускати, перевищує 100 ампер, необхідно додатково отримати погодження виробника на їх об'єднання.

Для регулюючих трансформаторів, які встановлюються в мережах високої напруги, застосовується глухе заземлення нейтралі, за винятком тих випадків, де така нейтраль відноситься до основного трансформатора. При цьому на стороні низької напруги обов'язковим є встановлення засобів обмеження перенапруг, зокрема вентильних розрядників або обмежувачів перенапруг, які повинні відповідати рівню захисту ізоляції відповідно до вимог нормативної документації або рекомендацій виробника.

У ряді випадків допускається експлуатація обладнання з ізольованою нейтраллю за умови, що така конструкція передбачена заводом-виробником і має відповідне підтвердження у вигляді технічного обґрунтування або розрахунку. Наприклад, для трансформаторів на напругу 110, 150 або 220 кВ з випробувальним рівнем напруги на нейтралі відповідно 100, 150 і 200 кВ дозволяється ізоляція нейтралі, за умови що в мережі передбачені надійні засоби захисту, серед яких – пристрої релейного захисту, автоматичні вимикачі, обмежувачі перенапруг тощо [13]. В окремих випадках, зокрема для трансформатора з номінальною напругою 140 кВ і випробувальною напругою нейтралі 85 кВ, також можливе використання ізольованої нейтралі, якщо це підтверджено технічними розрахунками та погоджено в установленому порядку.

Тривала робота трансформаторів дозволяється лише за умови, що фактична напруга на будь-якій з обмоток не перевищує номінальну більш ніж на 10 відсотків. Під час експлуатації трансформаторів з масляним охолодженням категорично необхідно слідкувати за температурним режимом у верхніх шарах ізоляційного масла. Зокрема, коли система охолодження не

працює або її ефективність обмежена, температура олії не повинна підніматися вище 85 °C [13]. Водночас допускається короткочасна робота трансформаторів із частково вимкненими електронасосами охолоджувальної системи, за умови, що температура верхніх шарів масла не перевищує 40 °C.

У випадках, коли виникає необхідність виконати відключення вимикача або роз'єднувача навантаженого трансформатора з функцією регулювання напруги під навантаженням, це дозволяється лише у разі, якщо така дія передбачена чинною технічною документацією. Перед будь-якими операціями подібного типу рекомендується спершу зняти навантаження з трансформатора, після чого перевести пристрій у режим холостого ходу. У цьому режимі релейна апаратура має бути налаштована на відповідний рівень напруги, яка відповідає фактичному відгалуженню регулятора. Напруга на відгалуженні не повинна перевищувати мережеву напругу більше ніж на 45 %, аби уникнути різкого збільшення струмового навантаження.

Що стосується трансформаторів, що працюють у мережах з номінальною напругою 110 або 220 кВ, відключення від мережі зазвичай виконується через роз'єднувач, а включення – через вимикач. У тих випадках, коли виникає необхідність увімкнення або вимкнення повітряного вимикача трансформатора з номінальною напругою 110 кВ, що має ізольовану нейтраль на стороні 35 кВ, слід дотримуватись додаткових заходів безпеки. Зокрема, перед вмиканням або вимкненням такого вимикача потрібно переконатись, що інший трансформатор, який паралельно працює з заземленою нейтраллю, вже включений або буде залишений включеним на момент комутації.

Усі допустимі навантаження, зокрема аварійні та перевантаження, мають бути передбачені технічними нормами і не повинні перевищувати допустимих теплових меж. Допускається короткострокове перевантаження трансформатора, яке перевищує номінальну потужність, але при цьому не повинно бути порушено теплового балансу ізоляційної системи.

У процесі експлуатації силових трансформаторів надзвичайно важливо контролювати параметри, які визначають допустимість режимів

навантаження, особливо у випадках нормальної, аварійної або короткочасної перевантаженої роботи. До таких параметрів належать струм, температура найгарячіших точок обмотки, а також температура масла у верхніх шарах трансформатора.

При номінальних умовах експлуатації, трансформатор працює при навантаженні, що не перевищує номінального струму. У цьому режимі температура найгарячішої точки обмотки має бути не вище 140 °С, а температура масла у верхній частині бака не повинна перевищувати 105 °С [13].

У режимі тривалого аварійного навантаження, що застосовується при несподіваному зростанні споживання або у випадках часткового виходу з ладу іншого обладнання, допускається підвищення струму на 15–18 % від номіналу. У цьому випадку температура найгарячіших точок може досягати 150 °С, але така експлуатація дозволяється лише в обмежений період часу та за умови постійного моніторингу [13]. Масло у верхніх шарах трансформатора в такому режимі може прогріватися до 115 °С, що є максимально припустимим значенням для короткотривалого навантаження.

Найбільш критичним є режим короткочасного аварійного перевантаження, коли трансформатор піддається значно вищому навантаженню – до 200 % від номінального струму. У таких умовах температура обмоток може сягати 160 °С, що є гранично допустимим рівнем. За подібних значень температура масла не повинна перевищувати 115 °С [13]. Проте цей режим використовується винятково в екстрених ситуаціях і передбачає швидке повернення до нормального навантаження або повне відключення трансформатора для охолодження.

Важливою частиною технічного обслуговування силових трансформаторів є регулярний контроль за режимами їх роботи. Такий моніторинг має здійснюватися обслуговуючим персоналом згідно з регламентом, встановленим експлуатаційною документацією. Окрім цього, необхідно здійснювати контроль за температурою масла у верхніх шарах, а

також за тиском масла як у герметичних вводах (напрямок від 110 до 750 кВ), так і в загальній системі охолодження. Періодичність контролю визначається інструкціями з технічного обслуговування і залежить від умов роботи трансформатора, а також з урахуванням положень чинного нормативного документа ПКЕЕ 34.20.507. Крім того, слід здійснювати контроль струму обмотки низької напруги за допомогою трансформатора струму, встановленого у відповідному колі.

Для трансформаторів, які потенційно піддаються перевантаженню, слід забезпечити засоби для постійного або періодичного моніторингу ступеня перевантаження. У відповідній документації повинні бути зафіксовані умови, тривалість перевантажень і температура масла у верхніх шарах, що фіксується під час таких режимів.

У трансформаторах, встановлених на відкритих майданчиках трансформаторних підстанцій, щонайменше двічі на рік – у періоди максимального та мінімального навантаження – необхідно проводити вимірювання струму за допомогою контрольних приладів або за допомогою фіксації показань реєструючих пристроїв.

При експлуатації трансформаторів необхідно дотримуватися чітко визначених меж зміни напруги, адже допустимий рівень її перевищення обмежується часовими та технічними параметрами, які прямо впливають на безпечність і тривалість служби обладнання. Встановлено, що підвищення рівня напруги понад номінальне значення не повинно перевищувати встановлених меж, які регламентуються в технічних таблицях.

Наприклад, короткочасне підвищення напруги допускається лише за умови, що струм навантаження не перевищує 50 % від номінального значення, і така дія не триває більше чотирьох годин. У випадку тривалих режимів, коли навантаження зростає до межі, що вимагає підвищення напруги на 15–30 %, такі ситуації мають обмежену періодичність упродовж року і не можуть бути нормою щоденної експлуатації.

Кількість подібних перевищень не повинна перевищувати 50 випадків на рік, якщо тривалість кожного з них не перевищує 20 секунд [13]. За весь строк служби трансформатора допускається не більше 100 таких подій, а з них лише 15 – у межах одного календарного року. До того ж не може бути більше двох перевищень напруги в межах однієї доби. Це обмеження встановлюється відповідно до ГОСТ 11677. Між окремими подіями підвищення напруги має зберігатися інтервал не менший за один рік. Якщо вже відбулося два епізоди тривалого перевищення, то наступний, третій випадок дозволено лише за аварійних обставин і не раніше ніж через чотири роки після попереднього.

В особливих ситуаціях, наприклад під час аварій або надзвичайних обставин, дозволяється короточасне перевищення напруги до 50 % від номінального значення, але це має бути чітко зафіксовано згідно з нормативами ГОСТ 1516.1 (для обладнання, розробленого до 1999 року) та ГОСТ 1516.3 (для обладнання, розробленого пізніше). Особливої уваги потребують автотрансформатори з підвищеним коефіцієнтом трансформації, зокрема типів АТДЦТН-133000/330/220 та АТДЦТН-250000/330/220 [13]. У них при зміні реактивного навантаження з боку вищої або нижчої напруги можливе перенапруження магнітопроводу, що викликає додаткові втрати.

У процесі експлуатації трансформаторів особливу увагу слід приділяти їх регулярній перевірці. За ці дії має відповідати призначений керівник персоналу, який несе відповідальність за стан та роботу обладнання на ввіреній йому ділянці. Для уникнення таких аварійних ситуацій тиск масла в охолоджувачі має перевищувати тиск води щонайменше на 0,1 МПа (1 кгс/см²) [13]. У випадку несправності маслососа або його аварійної зупинки, необхідно забезпечити, щоб тиск масла залишався вищим за тиск води як мінімум на 0,01 МПа (0,1 кгс/см²) [13]. Це забезпечується за рахунок відповідної конструкції системи охолодження та правильно організованої подачі охолоджувальної води.

Щонайменше один раз на шість місяців необхідно перевіряти справність систем сигналізації, які сповіщають про порушення циркуляції масла,

припинення подачі охолоджувальної води або вихід з ладу вентиляторів. Також потрібно перевіряти, чи працюють резервні охолоджувачі та чи коректно відбувається автоматичне перемикання у разі збоїв.

Рівень охолодження трансформаторного масла при використанні масловодноохолоджувальної системи контролюється за температурою масла на вході та виході з охолоджувача. При номінальному навантаженні різниця температур не повинна бути меншою ніж 4 °С. Якщо виявлено перевищення цього порогу, слід негайно виявити причину й усунути несправність системи охолодження. У випадку, коли видалити тепло звичайним шляхом неможливо, необхідно оперативно вмикати резервний маслонасос. Після вимкнення трансформатора з масловодноохолоджувальною системою слід обов'язково зливати воду з охолоджувачів або захищати їх від замерзання, зокрема в осінньо-зимовий період.

Щодо планових перевірок, то у міжремонтний період необхідно виконувати профілактичні заходи, які включають аналіз стану трансформаторного масла, планове обслуговування всіх компонентів трансформатора, а також виконання необхідних регламентних робіт. Це включає заміну зовнішніх деталей і витратних матеріалів, таких як фільтри маслонасосів або ущільнення струмоведучих частин.

З метою забезпечення надійної роботи впродовж усього терміну експлуатації, потрібно періодично брати проби масла з відповідних точок трансформатора, зокрема з камер контактних пристроїв РПН, трансформаторів напругою 110 кВ і вище, а також з трансформаторів власних потреб [13]. Зі сторони трансформаторів напругою від 150 кВ і більше проби масла необхідно відбирати як з баку трансформатора, так і з введів – відповідно до інструкцій, що регламентують обслуговування конкретного типу вводу. Якщо йдеться про обладнання до 110 кВ включно, аналіз виконується з урахуванням основних параметрів, визначених у табличній частині нормативного документа. Проби масла потрібно брати у ввімкненому стані трансформатора, або ж безпосередньо після його зупинки [13].

4 МЕТОДИ ДІАГНОСТИКИ СИЛОВИХ ТРАНСФОРМАТОРІВ

Методи діагностики базуються на аналізі контрольованих діагностичних параметрів і спрямовані на оцінку технічного стану обладнання, а також на виявлення причин і місця пошкоджень. Для цього виміряні значення діагностичних показників порівнюють із нормативними значеннями або допустимими відхиленнями від попередніх результатів. На сьогоднішній день технічне обслуговування силових трансформаторів здебільшого здійснюється за планом. Планова технічна діагностика проводиться відповідно до діючих норм та правил. Крім того, вона дозволяє робити висновки про можливість подальшої експлуатації обладнання, коли воно відпрацювало нормативний термін служби [14]. Такий підхід має свою логіку, оскільки дозволяє систематично перевіряти стан трансформаторів, проводити необхідні регулювання і ремонти, однак він також має свої обмеження.

Контроль технічного стану силових трансформаторів (СТ) значною мірою визначається обраною стратегією їх обслуговування. Для трансформаторів невеликої потужності зазвичай застосовується підхід, при якому обладнання виводиться з експлуатації за фактом пошкодження. Це зумовлено їх меншою критичністю для загальної енергосистеми. Натомість для трансформаторів великої потужності частіше використовується стратегія обслуговування за розкладом (планом). Вона передбачає проведення планових обстежень і ремонтів відповідно до встановленого графіка планово-попереджувальних ремонтів. Однак обидві ці стратегії мають свої недоліки. Планове обслуговування, хоч і забезпечує регулярний контроль, може бути економічно недоцільним у випадках, коли для певного трансформатора виконання регламентних робіт виявляється зайвим. З іншого боку, виведення обладнання з роботи за фактом пошкодження може призвести до серйозних наслідків, включаючи повну втрату трансформатора й значні фінансові витрати на його заміну або ремонт. З огляду на це, сучасна енергетика все більше тяжіє до використання вдосконалених методів контролю технічного стану

трансформаторів. Ці методи можна поділити на дві основні категорії: періодичне діагностування та постійний моніторинг параметрів.

Періодичне діагностування передбачає проведення контрольних вимірювань у визначені інтервали часу. Це дозволяє виявляти зміни в стані трансформатора, що можуть свідчити про початок розвитку дефектів. Такий підхід є менш витратним, ніж постійний моніторинг, але не забезпечує оперативності виявлення критичних несправностей.

Постійний моніторинг базується на використанні сучасних систем онлайн-діагностики, які в реальному часі відстежують ключові параметри трансформатора, такі як температура, рівень вологості, концентрація газів у маслі, рівень часткових розрядів тощо. Цей метод дозволяє оперативно реагувати на будь-які зміни в роботі обладнання, що підвищує його надійність і запобігає аварійним ситуаціям.

4.1 Регламентовані вимірювання та випробування

З метою забезпечення надійної та безпечної роботи силових трансформаторів, перед введенням обладнання в експлуатацію, а також у процесі планових технічних оглядів та після капітальних ремонтів, здійснюється низка регламентованих випробувань і вимірювань, за [8].

До таких вимірювань та випробувань належать:

- Вимірювання опору ізоляції.
- Вимірювання тангенса кута діелектричних втрат.
- Випробування ізоляції підвищеною напругою.
- Вимірювання втрат неробочого ходу за зниженої напруги.
- Вимірювання опору обмоток постійному струму.
- Перевірка коефіцієнта трансформації.
- Перевірка групи з'єднання обмоток трифазних трансформаторів і полярності виводів однофазних трансформаторів.

- Вимірювання опору короткого замикання трансформатора.
- Перевірка роботи пристроїв перемикачів.
- Перевірка дії допоміжних елементів.
- Випробування бака на щільність.
- Перевірка систем охолодження.
- Вимірювання характеристик трансформаторної оливи.
- Оцінювання вологості твердої ізоляції.
- Випробування вводів.
- Випробування вбудованих трансформаторів струму (за наявності).
- Випробування трансформаторів увімкненням на номінальну напругу.

4.2 Аналіз перспективних методів та засобів діагностики силових трансформаторів

Традиційні методи технічної діагностики – зокрема, вимірювання опору ізоляції, часткових розрядів, тангенса кута діелектричних втрат ($\text{tg}\delta$), хроматографічний аналіз газів, розчинених у трансформаторному маслі – залишаються базовими інструментами для визначення технічного стану трансформаторного обладнання. Вони широко використовуються в експлуатаційній практиці, мають усталені методики проведення та нормативну базу для оцінки результатів. Разом з тим, слід визнати, що ці методи мають ряд обмежень. Зокрема, їх чутливість до ранніх стадій деградації ізоляційних систем або механічних пошкоджень конструкції трансформатора є недостатньою. Більшість традиційних випробувань вимагають виведення трансформатора з роботи, відбору проб масла, створення спеціальних умов або впровадження зовнішніх збурень, що не завжди можливо в умовах реального навантаження чи обмеженого часу на технічне обслуговування.

У зв'язку з цим виникає об'єктивна потреба у впровадженні нових, більш інформативних та оперативних засобів діагностики. Такі засоби повинні

забезпечувати моніторинг стану трансформаторів у реальному часі, в умовах нормальної експлуатації, без втручання в роботу обладнання. У сучасній енергетиці це стає особливо актуальним у контексті впровадження концепцій цифрових підстанцій, смарт-грид технологій та підвищених вимог до надійності електропостачання.

Серед перспективних методів, що вже знаходять практичне застосування або перебувають на етапі активних досліджень, слід виділити:

- FRA (Frequency Response Analysis);
- DFR (Dielectric Frequency Response).

4.3 Аналіз імпульсної частотної характеристики

Аналіз FRA (Frequency Response Analyzer) – аналіз частотного відгуку, що дозволяє однозначно оцінити стан активної частини трансформатора, встановити необхідність ремонту, вказати конкретне місце та вид дефекту [17]. Трансформатор розроблений таким чином, щоб витримувати механічні навантаження; однак ці зусилля можна легко перевищити протягом усього терміну служби.

Метод FRA має два методи аналізу, кожен з яких використовує різні підходи:

- Impulse FRA – аналіз у часовій області. Цей підхід використовує імпульсний сигнал, який подається на трансформатор. Відгук трансформатора вимірюється в часовій області, а отримані результати конвертуються у частотну характеристику.

- Sweep FRA – аналіз у частотній області. У цьому підході використовується гармонійний сигнал, частота якого поступово змінюється у широкому діапазоні. Відгук трансформатора безпосередньо вимірюється у частотній області. Цей метод є більш чутливим до незначних змін у характеристиках трансформатора.

У випадку з імпульсним методом джерелом сигналу є генератор

прямокутного імпульсу, внаслідок чого вхідний сигнал є спектром різних частот. Процес вимірювань відбувається швидко, за кілька секунд, що є великою перевагою, коли потрібно отримати результати за короткий час. Однак цей метод має певні обмеження в роздільній здатності на низьких частотах (НЧ), оскільки імпульсний сигнал може призводити до погіршення точності вимірювань у цій області спектра. Це обумовлено тим, що прямокутні імпульси мають широкий діапазон частот, що може викликати інтерференцію та неточності при аналізі низькочастотних компонент. SFRA передбачає застосування до обмоток трансформатора різних частот і аналіз отриманої частотної характеристики для виявлення відхилень від еталонного сигналу або «відбитка» трансформатора. Ці сигнали слугують унікальним «відбитком» структурної цілісності та електромагнітних властивостей трансформатора. Порівнюючи результати SFRA з базовими параметрами або довідковими даними аналогічних пристроїв, можна з високою точністю виявити деформації обмоток, механічні зсуви і деформації осердя. Порівняно з SFRA, метод IFRA має кілька переваг, зокрема: менша витрата енергії (завдяки використанню імпульсів замість безперервного сигналу), швидкість вимірювання (імпульсний метод дозволяє виконувати аналіз значно швидше, оскільки результати отримуються практично миттєво після подачі імпульсу). Однак, ці переваги повинні зважуватися на фоні технічних обмежень IFRA, таких як менша точність у низькочастотному діапазоні та більша чутливість до завад. Тому вибір методу залежить від завдань: оперативність та енергоефективність (IFRA) або детальність та точність (SFRA). Вирішення проблеми діагностики IFRA і залучення цього методу для постійного моніторингу стану СТ можливе. На сьогодні швидке перетворення Фур'є (FFT) є основним інструментом для обробки виміряних часових сигналів і отримання онлайн сигналу IFRA [14]. Швидке перетворення Фур'є (FFT) – це метод оброблення сигналів, що має широке використання, який забезпечує ефективне обчислення дискретного перетворення Фур'є (DFT) сигналу [19]. Швидке перетворення Фур'є (FFT) зазвичай використовується для обробки стаціонарних сигналів завдяки своїй

здатності працювати з синусоїдальними кривими. Проте, вимірюваний сигнал в системі IFRA є перехідним, що робить використання FFT для його обробки не зовсім коректним. Використання даного способу показує, що сигнал IFRA, обчислений за допомогою FFT, може бути нечітким, особливо в умовах завад, і не містити важливої інформації про резонансні точки. Згідно з дослідженням [18], було запропоновано вдосконалений метод обробки сигналів на основі багатомасштабного комплексного хвильового перетворення (CCWT), який дозволяє вирішити недоліки традиційного методу FFT. Проста схема онлайн методу IFRA на прикладі з'єднання обмоток Y-Y зображена на рис. 4.1. Шини ВН і НН представлені еквівалентним характеристичним опором з урахуванням особливостей його розподілених параметрів під дією високочастотного сигналу. Датчик ємнісного зв'язку (CCS), який функціонує як електродна пластина конденсатора коаксіального циліндричного типу, намотаний на зовнішній шар ізоляції вводу.

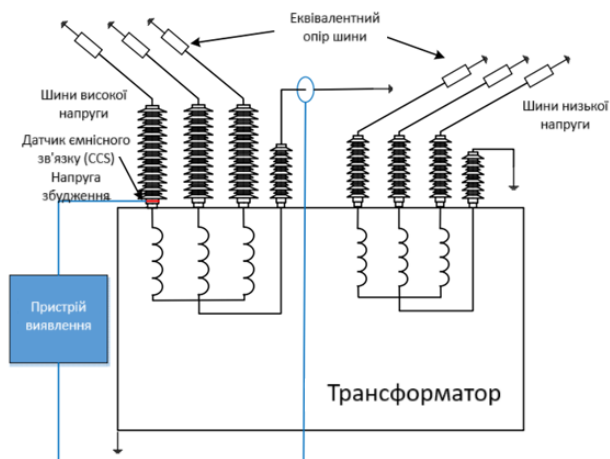


Рисунок 4.1 – Схема підключення онлайн-методу IFRA, застосованого в працюючому трансформаторі

Реалізація IFRA на обмотках зі з'єднанням типу Y (з нейтральною точкою) і трикутником (без нейтральної точки) була рекомендована в [20]. Вплив CCS на зовнішню ізоляцію вводів описано в [21].

Метод отримання онлайн-характеристики IFRA має вигляд рівняння:

$$V_{in}(k) = \sum_{n=0}^{N-1} V_{in}(n) \cdot e^{-j \frac{2\pi}{N} kn}; \quad (4.1)$$

$$R_{out}(k) = \sum_{n=0}^{N-1} R_{out}(n) \cdot e^{-j \frac{2\pi}{N} kn}; \quad (4.2)$$

$$H(f) = 20 \lg \frac{|R_{out}(k)|}{|V_{in}(k)|}. \quad (4.3)$$

де $V_{in}(n)$ – це N точок сигналу вибірки напруги збудження у часовій області, а $V_{in}(k)$ – FFT для $V_{in}(n)$;

$R_{out}(n)$ – це N точок сигналу вибірки сигналу відгуку в часовій області, і може бути напругою або струмом, залежно від зміни типів з'єднання обмотки трансформатора [22], [20];

$R_{out}(k)$ – FFT для $R_{out}(n)$;

$H(f)$ – онлайн-сигнал IFRA (амплітуда в порівнянні з частотою).

Основний принцип багатоканальної системи CCWT використали для удосконалення цього методу діагностування. Серія вейвлет-послідовностей може бути отримана шляхом розширення материнського вейвлету (t), а сигнал може бути розкладений на різні частотні складові:

$$\psi_{a,b} = \frac{1}{\sqrt{a}} \psi \left(\frac{t-b}{a} \right); \quad (4.4)$$

де b – коефіцієнт перетворення;

a – коефіцієнт розширення материнського вейвлету.

a і b визначають положення часо-частотного інтервалу в частотній і часовій областях відповідно.

Для довільної квадратичної функції інтегрування $f(t) \in L^2(R)$, CWT $f(t)$ спрощується так:

$$WT_f(a, b) = \frac{1}{\sqrt{a}} \int_{-\infty}^{+\infty} f(t) \psi \left(\frac{t-b}{a} \right) dt; \quad (4.5)$$

Вейвлет-перетворення проводиться в області значень масштабу, і масштаб повинен бути переведений в область псевдочастот, як показано в рівнянні:

$$f_a = \frac{f_c f_s}{a}, \quad (4.6)$$

де f_c – центральна частота материнського вейвлету;

f_s – частота диференціювання сигналу;

f_a – псевдочастота, яка відповідає масштабу a , і, як правило, використовується, як дійсна частота.

Припустимо, що збудження у часовій області та сигнал відповіді тесту IFRA представлені $V_{in}(t)$ та $R_{out}(t)$, відповідно; коефіцієнти CWT для $V_{in}(t)$ та $R_{out}(t)$ є відповідно $WT_{in}(a, b)$ і $WT_{out}(w, b)$. Відповідно до визначення граничного спектра, частотний спектр розподілу сигналу збудження і сигналу відгуку. Потім можна отримати сигнал HIFRA:

$$H_{IFRA}(w) = \frac{\int_{-\infty}^{+\infty} |WT_{out}(w, b)| dt}{\int_{-\infty}^{+\infty} |WT_{in}(w, b)| dt}. \quad (4.7)$$

Зазначимо, що граничний спектр, обчислений за допомогою вейвлет-коефіцієнта, може відображати розподіл амплітудного спектра сигналу в

частотній області, але цей розподіл не дорівнює амплітудному спектру, отриманому за допомогою перетворення Фур'є. Обидва спектральні розподіли мають однаковий характер при зміні частоти, але відрізняються за амплітудою. Однак вейвлет-перетворення використовується для обробки сигналу збудження і сигналу відгуку, обидва з яких вимірюються одночасно. Операція ділення може усунути вплив різниці амплітуд, і отриманий сигнал IFRA повинен бути реальним сигналом силового трансформатора.

Наступним етапом є вибір основного вейвлету. Вейвлет Морле зазвичай є основним вейвлетом часово-частотного аналізу. Вейвлет Морле не є ортогональним і біортогональним, власне кажучи, і не має досить широкої області застосування, однак, його часово-частотні локальні характеристики є найкращими. Вейвлет Морле забезпечує кращу центральну частоту і смугу пропускання, і зазвичай використовується для часово-частотної характеристики сигналу [20]. Енергія дійсної та уявної частин вейвлет-коефіцієнтів доповнюють одна одну і спотворення опису сигналу, спричинені реальним основним вейвлетом, значно зменшуються. Вираз комплексного вейвлету Морле в часовій області задається наступним рівнянням, і цей основний вейвлет не має відповідної масштабної функції.

$$\psi(t) = \frac{1}{\sqrt{\pi f_b}} \cdot e^{2i\pi f_c t} \cdot e^{-t^2 / f_b}, \quad (4.8)$$

де f_c і f_b – центральна частота і смуга пропускання комплексного вейвлету Морле відповідно.

Для підбору вейвлет-параметрів часто використовують «метод спроб і помилок», тобто постійно підлаштовують значення параметра відповідно до вимог аналізу сигналу. Підбір f_c зазвичай дозволяє вейвлету наблизитися до частоти, яка нас цікавить. Однак, щоб отримати сигнал IFRA з широкою смугою пропускання (1-1000 кГц), в CWT прийнято декілька шкал, і

центральна частота вейвлету під кожною шкалою зміщується вздовж осі частот зі зміною масштабу. Таким чином, порівняно з f_b , вплив f_c на результат обробки сигналу є меншим. Однак у реальному тесті f_c має бути дещо вищим, що призводить до того, що аналізована смуга пропускання (1-1000 кГц) знаходиться в низькочастотній області. Низькочастотні смуги вейвлету відповідають більш складному результату розкладання. У попередньому рівнянні e^{-t^2/f_b} можна розглядати як гаусове число, а f_b визначає характеристику середньоквадратичного відхилення гауссової функції. Чим менше значення f_b , тим вужчим є гаусове число, і тим коротшою є ефективна довжина вейвлету. Відповідно, ширина смуги спектра потужності вейвлету є більшою, а частотна роздільна здатність вейвлету – меншою. Наведений вище результат аналізу вказує на те, що для отримання більш точного сигналу IFRA обмотки трансформатора слід використовувати більшу f_b . Параметри змодельованої обмотки трансформатора наведені в таблиці 4.1, а електрична модель зображена на рис. 4.2.

Таблиця 4.1 – Еквівалентні електричні параметри змодельованої обмотки трансформатора

Параметр	R_s	L_s	C_s	C_g	C_{HL}	$1/G$
Обмотка ВН	1.2 Ом	18 мкГн	2.2 нФ	37 пФ	5 нФ	7 МОм
Обмотка НН	0.8 Ом	6 мкГн	1.11 нФ	65 пФ	5 нФ	7 МОм

На рис. 4.3 показано результат обробки даних, з якого видно, що сигнал IFRA, отриманий методом CCWT, майже повністю перекривається сигналом SFRA в широкому діапазоні частот [18]. Як характер кривої, так і резонансні частоти вказують на те, що сигнал IFRA трансформатора може бути ефективно отриманий з перехідних сигналів за допомогою запропонованого методу CCWT.

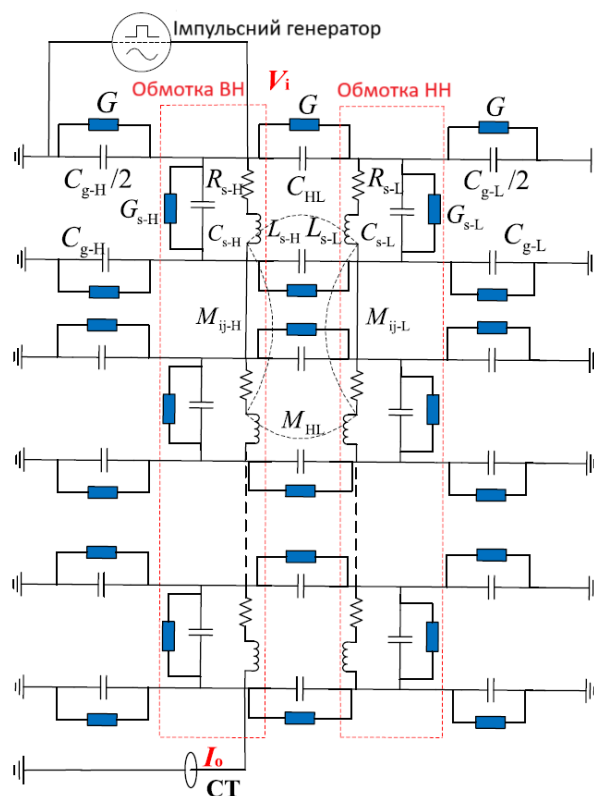


Рисунок 4.2 – Еквівалентна електрична модель змодельованої обмотки силового трансформатора [18]

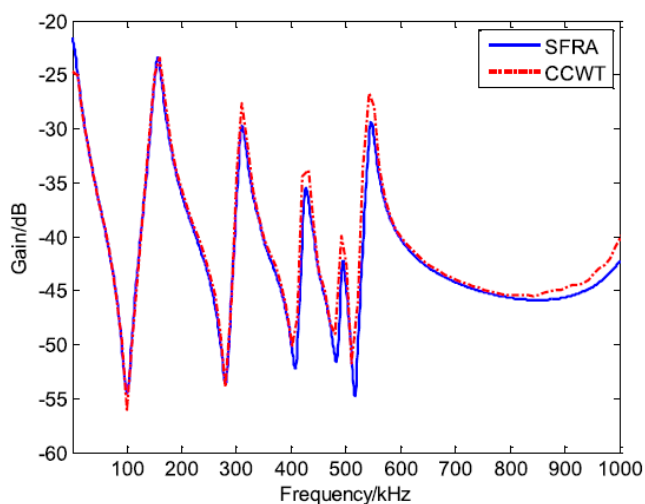


Рисунок 4.3 – Результат обробки даних симуляції еквівалентної електричної моделі [18]

Результати експерименту, з працюючим трансформатором під навантаженням, показали, що сигнал IFRA, отриманий за допомогою CCWT, є набагато чіткішим та точнішим порівняно з результатами, отриманими за допомогою FFT. Метод CCWT не спотворює важливу інформацію про резонансні точки, на відміну від FFT, який може спотворювати ці дані (рис. 4.4, рис. 4.5).

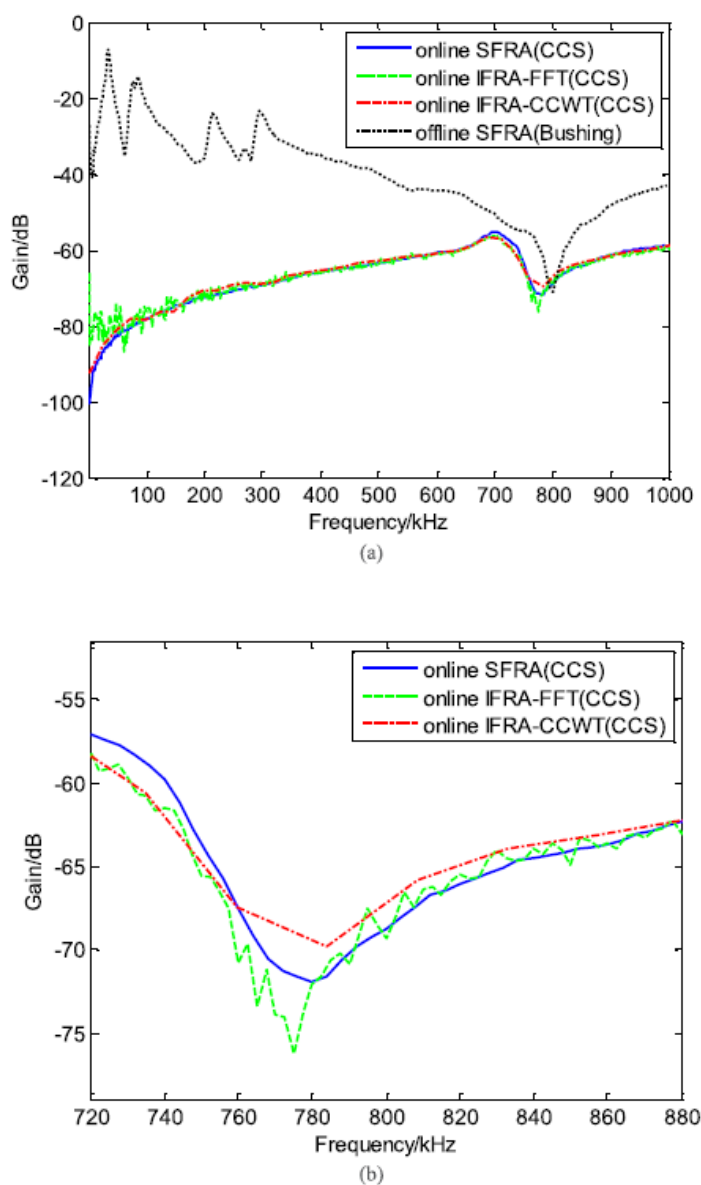


Рисунок 4.4 – Результат обробки даних онлайн-експерименту зі знеструмленим трансформатором: а) 1-1000 кГц, б) 720-880 кГц [18]

Показник відхилення від, як ми вважаємо, «еталонним» – SFRA, сигналу на основі CCWT, становить 0,6%, тоді як показник, що відповідає сигналу на основі FFT, становить 2,6%. Як значення резонансних частот, так і показник відхилення вказують на те, що онлайн-сигнал IFRA на основі CCWT ближчий до онлайн-сигналу SFRA порівняно з традиційним алгоритмом FFT. Крім того, онлайн-сигнал IFRA, отриманий за допомогою CCWT, є набагато чіткішим і менш спотвореним зовнішніми завадами. Запропонований метод CCWT є більш придатним для обробки перехідного сигналу для отримання правильного сигналу IFRA.

Онлайн тестування трансформатора, як у працюючому, так і в непрацюючому стані, підтвердили переваги методу CCWT. В першому випадку сигнал IFRA, отриманий за допомогою CCWT, був ближчим до сигналу SFRA, що підтверджує точність методу.

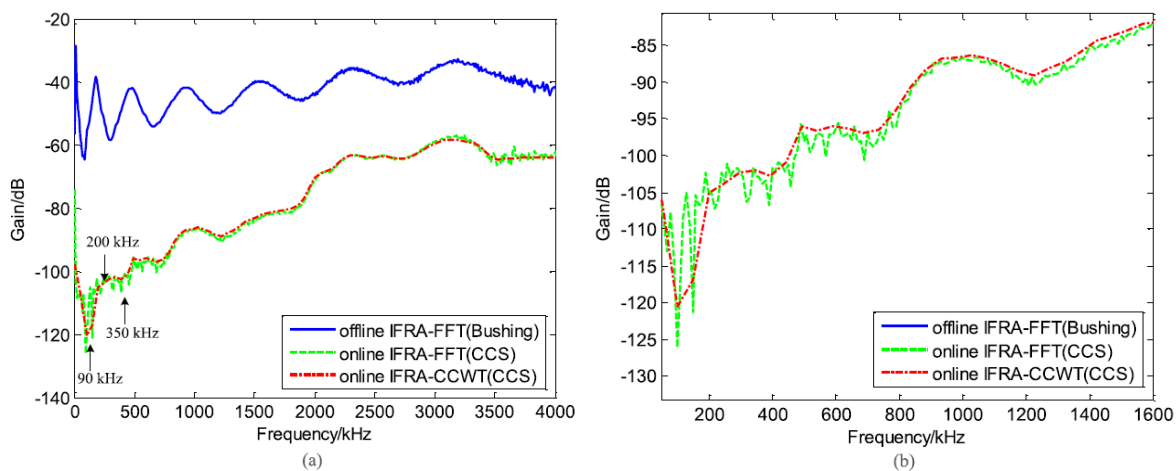


Рисунок 4.5 – Результат обробки даних онлайн-експерименту з увімкненим трансформатором: а) 0-4000 кГц, б) 20-1600 кГц [18]

Метод онлайн-IFRA з CCWT також ефективно виявляє несправності трансформатора, такі як деформації обмоток. Сигнали, отримані за допомогою CCWT, були більш чіткими та точними порівняно з FFT. Таким чином даний метод дозволить швидко проводити діагностику з визначення його стану

експлуатації, швидко реагувати на несправності трансформаторів, виводячи його для проведення ремонтних робіт, або заміни. Зменшення часу діагностування збільшить ефективність роботи як трансформатора, так і мережі загалом.

4.4 Аналіз частотної діелектричної характеристики

Оцінка частотної діелектричної характеристики (DFR) є ключовим інструментом для виявлення рівня зволоженості паперової ізоляції трансформаторів. Надлишкова волога у таких системах виникає через проникнення вологи ззовні – внаслідок пошкоджених або зношених ущільнень, неефективної дії дихальних пристроїв, або є результатом природного зносу целюлозного матеріалу. Волога значно погіршує електроізоляційні властивості оливи, зменшуючи її діелектричну стійкість, що в свою чергу послаблює загальну надійність ізоляції. Окрім цього, присутність вологи прискорює деградацію паперової структури, що призводить до втрати її механічної цілісності.

Завдяки високій чутливості до змін у діелектричних властивостях, DFR дозволяє точно виявляти відхилення, пов'язані з вологістю, і є надзвичайно корисним для планового обслуговування, а також у випадках необхідності оцінити придатність обладнання до подальшої експлуатації або модернізації.

Суть методу полягає у вимірюванні діелектричної ємності та коефіцієнта втрат ($\tan \delta$ або так званого "power factor") в широкому спектрі частот – від 1 мГц до 1 кГц. Тестування проводиться за аналогією до стандартних випробувань на частоті 50/60 Гц, але з деякими важливими відмінностями: застосовується понижена напруга в межах 140–1400 В, а результати аналізуються не на одній фіксованій частоті, а на широкому діапазоні частот.

Дані, отримані в результаті випробування, зазвичай представляються у вигляді графіків, що демонструють залежність ємності та $\tan \delta$ від частоти. Це дозволяє отримати повне уявлення про фізичний стан ізоляційної системи.

Схема вимірювання, що ілюструє проведення такого аналізу, наведена у рисунку 4.6 [23].

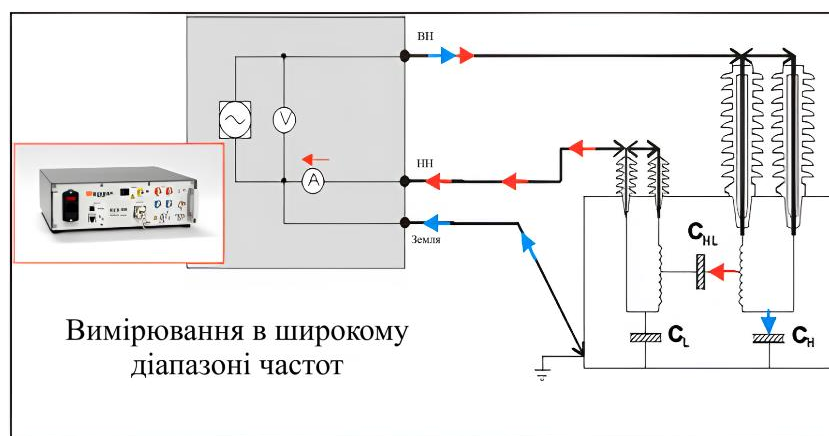


Рисунок 4.6 – Схема для проведення вимірювань DFR-тестування

Аналіз отриманих частотних кривих забезпечує розширене уявлення про технічний стан трансформатора. Зокрема, можна точно визначити:

- кількість вологи, що міститься в паперовій ізоляції;
- рівень деградації та старіння трансформаторного масла;
- вплив температури на зміну діелектричних характеристик;
- ступінь зношеності та загальний стан ізоляційної структури;
- орієнтовний залишковий ресурс ізоляційних матеріалів.

Суттєвою перевагою технології DFR є те, що вона не вимагає втручання в конструкцію трансформатора. Вимірювання можуть проводитися без демонтажу обладнання, що суттєво зменшує часові та фінансові витрати під час обстеження.

Крім того, метод DFR демонструє виняткову гнучкість: його застосування не обмежується трансформаторами. Він ефективно використовується для діагностики високовольтних кабелів, вводів, а також інших елементів, що містять електроізоляцію. На рисунку 4.7 представлено типові частотні характеристики $\tan \delta$, які наочно демонструють, як змінюються діелектричні параметри паперової ізоляції залежно від ступеня її зволоженості [23].

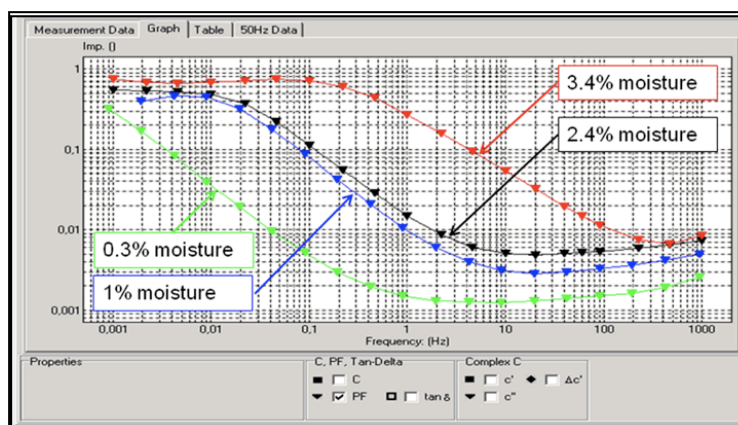


Рисунок 4.7 – Вимірювання DFR на декількох різних трансформаторах при різних температурах

Таблиця 4.2 – Відповідність між частотними діапазонами та функціями

Частотний діапазон	Чутливість до фізичних процесів	Діагностична функція
~мГц (мілігерци)	Волога в целюлозній ізоляції	Визначення вмісту води в паперових шарах трансформатора
~Гц (герци)	Зміни в характеристиках трансформаторної оливи	Аналіз старіння або забруднення масла
~кГц (кілогерци)	Поляризація діелектриків	Оцінка загального технічного стану ізоляційної системи

Вимірювання та аналіз DFR, у поєднанні з моделюванням ізоляційної системи, також враховують залежність від температури. Запатентована методика полягає в проведенні вимірювань DFR та їх перетворенні в фактор втрат при 50 Гц як функцію температури. Цей підхід має значні переваги, зокрема в спрощенні процесу вимірювань для введів. Замість того, щоб витрачати час на нагрівання/охолодження вводу і виконувати кілька вимірювань при різних температурах, достатньо зробити одне вимірювання DFR і перетворити його результати в значення при 50 Гц залежно від температури.

Цей метод ґрунтується на тому, що вимірювання фактора втрат при певній температурі і частоті можна порівняти з вимірюванням, проведеним при іншій температурі та частоті. На рисунку 4.8 показано співвідношення між значеннями коефіцієнта потужності на різних частотах, отриманих при різних температурах [23].

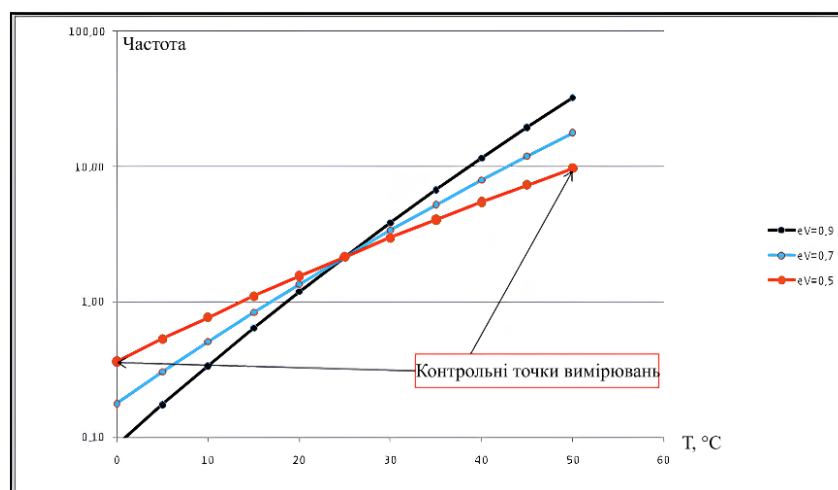


Рисунок 4.8 – Співвідношення коефіцієнта потужності на різних частотах

Перетворення результатів здійснюється через рівняння Арреніуса, яке описує, як температурні зміни впливають на властивості ізоляції:

$$k = k_0 \cdot \exp\left(-\frac{W_a}{R \cdot T}\right), \quad (4.9)$$

де k_0 – константа швидкості реакції;

W_a – енергія активації;

R – газова стала.

Метод Dielectric Frequency Response (DFR) є потужним інструментом для діагностики стану ізоляції електричних пристроїв, таких як трансформатори і кабелі. Однак, існують певні обмеження, які варто враховувати при його застосуванні. По-перше, цей метод може впливати на якість ізоляції, оскільки

вимірювання проводяться при високих напругам. Якщо ізоляція вже має дефекти або знаходиться в поганому стані, це може призвести до її подальшого пошкодження під час тестування. По-друге, для отримання точних результатів необхідно проводити калібрування вимірювальних приладів. Невірне калібрування може викликати помилкові результати, що ускладнює інтерпретацію стану ізоляції.

Крім того, метод DFR не завжди підходить для всіх типів ізоляції. Наприклад, для ізоляційних матеріалів, таких як тверді полімери або газові ізоляції, цей метод може бути менш ефективним, порівняно з традиційними матеріалами, наприклад, папером або маслом, які використовуються в трансформаторах. Також слід враховувати, що результати DFR можуть змінюватися під впливом температури та вологості навколишнього середовища. Це може вплинути на точність вимірювань, тому важливо контролювати ці умови під час тестування.

Крім того, інтерпретація результатів використання методу DFR вимагає високої кваліфікації та досвіду, оскільки частотна відповідь ізоляції може бути впливовою на різні фактори. Для правильного аналізу часто потрібно застосовувати складні математичні моделі. І, крім того, застосування даного методу не завжди дає можливість виявлення дефектів, які знаходяться в глибших шарах ізоляційного матеріалу або механічні пошкодження, які не впливають на діелектричні властивості [2].

5 ОЦІНКА ТЕХНІЧНОГО СТАНУ СИЛОВОГО ТРАНСФОРМАТОРА ПО КОЖНОМУ ВИДУ ВИМІРЮВАННЯ

Для проведення аналізу було використано фактичні результати вимірювань трансформатора, що перебуває в експлуатації з 1977 року. Оцінювання проводилось на основі комплексного підходу: враховувалися зміни електрофізичних параметрів у динаміці, що дало змогу точніше визначити поточний технічний стан трансформатора. Такий підхід дозволяє також виявляти потенційні похибки, спричинені неточними вимірюваннями або недоліками у виконанні ремонтних робіт. У таблиці 5.1 наведено паспортні характеристики трансформатора. Таблиця 5.2 містить результати хроматографічного аналізу газів, розчинених в трансформаторному маслі. Таблиця 5.3 демонструє дані випробувань у режимі холостого ходу.

Таблиця 5.1 – Паспортні дані силового трансформатора ТМН-10000/110

Обмотки	S _{ном} , МВт	U _{ном} , кВ	I _{ном} , А
ВН	10	119	13,1
НН	10	11	13,1
Тип	Рік виготовлення	Група з'єднання	Р _{кор} , кВт
ТМН	1977	Y/Δ-11	10,3

Таблиця 5.2 – Дані ХАРГ в трансформаторному маслі

Дата аналізу	Концентрація газу, об'ємні %						
	H ₂	CO ₂	CO	CH ₄	C ₂ H ₄	C ₂ H ₂	C ₂ H ₆
17.05.2023	0,00045	0,042	0,0023	0,0014	0,0042	0,0062	0,00021
24.07.2023	0,0047	0,215	0,019	0,0057	0,032	0,0111	0,00002
06.09.2023	0,0095	0,03	0,0024	0,0017	0,0017	0,0334	0,00002

Таблиця 5.3 – Результати дослідів ХХ

Параметри вимірювань	U _{хх} , В	Потужність P _х = P _о , Вт		
		АВ зак. (фаза С)	ВС зак. (фаза А)	АС зак. (фаза С)
30.07.77	220	10,5	12	15
15.08.2012	246	11	14,5	16
06.09.2023	225	13	12,5	18

5.1 Аналіз розчинених газів в трансформаторному маслі

Згідно з даними таблиці 5.2 видно, що концентрації всіх газів, за винятком ацетилену (C_2H_2), не перевищують установлених нормальних граничних значень. Підвищений вміст саме C_2H_2 свідчить про наявність високотемпературного локального перегріву з можливими ознаками електричної дуги, що характерно для дефекту типу «термічний дуговий».

Порівняння рівня газів з допустимими значеннями:

$$H_2 = 0,0095 < 0,01;$$

$$CH_4 = C_2H_4 = 0,0017 < 0,01;$$

$$CO_2 = 0,03 < 0,08;$$

$$C_2H_2 = 0,0352 > 0,001;$$

$$CO = 0,0024 < 0,06;$$

$$C_2H_6 = 0,00002 < 0,005.$$

Першим етапом є визначення дефекту, що розвивається. Для обчислення було використано формулу (5.1), яка дозволяє визначити інтенсивність зміни концентрації кожного розчиненого газу в трансформаторному маслі за певний проміжок часу.

$$V_i = \frac{100\% \cdot 30 \cdot (K_{nom.} - K_{non.})}{K_{non.} \cdot (D_{nom.} - D_{non.})}, \quad (5.1)$$

де $K_{nom.}$, $K_{non.}$ – послідовно виміряні концентрації і-того газу (поточна та попередня);

$D_{nom.}$, $D_{non.}$ – проміжок часу між двома послідовними відборами проби масла.

Наприклад для газу CO за формулою 5.1:

$$V_{CO} = \frac{100\% \cdot 30 \cdot (K_{nom.} - K_{non.})}{K_{non.} \cdot (D_{nom.} - D_{non.})} = \frac{100\% \cdot 30 \cdot (0,0024 - 0,019)}{0,019 \cdot 68} = -59,57 \text{ (\% / міс.)}.$$

Результати розрахунку відносної швидкості наростання i -го газу за місяць, вираженої у відсотках на місяць (%/міс), наведено в таблиці 5.4.

Таблиця 5.4 – Відносні швидкості наростання газу в місяць

Дати відбору	Відносні швидкості збільшення газів, %/міс.						
	H ₂	CO ₂	CO	CH ₄	C ₂ H ₄	C ₂ H ₂	C ₂ H ₆
17.05.2023- 24.07.2023	416,67	181,72	320,33	135,50	292,02	34,87	-39,92
24.07.2023- 06.09.2023	69,63	-58,67	-59,57	-47,85	-64,56	136,98	0,00

Аналізуючи дані таблиці 5.4, можна зробити висновок, що в період з 17.05.2023 по 24.07.2023 спостерігалось перевищення відносних швидкостей зростання концентрацій майже всіх газів, за винятком етану (C₂H₆), порівняно з допустимими нормами [16]. Підвищений вміст C₂H₂ характерний для термічних дефектів дугового типу, тоді як H₂ є показником електричних дефектів, таких як часткові розряди, іскрові та дугові пробої.

Наступний крок – ідентифікація виду дефекту. Визначення відношення характерних пар газів виконуємо за формулою:

$$m = \frac{K_{z,i}, \%}{K_{z,j}, \%}, \quad (5.2)$$

де $K_{z,i}, \%$ $K_{z,j}, \%$ – значення концентрації газу відповідно i -того до j -того;

Відношення пари газів C₂H₄/C₂H₆ за формулою 5.2:

$$m = \frac{K_{z,C_2H_4}, \%}{K_{z,C_2H_6}, \%} = \frac{0,0017}{0,00002} = 85,00.$$

У таблиці 5.5 наведено результати розрахунків відношень характерних пар газів, отриманих із даних таблиці 2 для дати 06.09.2023. Зокрема,

відношення CO_2/CO дорівнює 11,73, що лежить у межах $5 < \text{CO}_2/\text{CO} < 13$. Згідно з діагностичними критеріями, це свідчить про відсутність суттєвого впливу на тверду ізоляцію трансформатора, зокрема на целюлозні матеріали, які є джерелом утворення монооксиду (CO) та діоксиду вуглецю (CO_2) при їх термічному розкладанні.

Таблиця 5.5 – Інтерпретація АРГ щодо відношення характерних пар газів

Відношення концентрації характерних пар газів				Характер дефекту
$\text{C}_2\text{H}_2/\text{C}_2\text{H}_4$	CH_4/H_2	$\text{C}_2\text{H}_4/\text{C}_2\text{H}_6$	CO/CO_2	
19,65>0,1	0,18<0,5	85,00>3	5<12,50>13	Термічний дефект високої температури (<700 °C)

Отримані значення відношень концентрацій газів, наведені в таблиці 6, не дозволяють однозначно встановити характер передбачуваного дефекту. Водночас, варто звернути увагу на показник співвідношення $\text{C}_2\text{H}_4 / \text{C}_2\text{H}_6$, який суттєво перевищує нормативний рівень – $(85,00 / 3 = 28,33)$, що більше ніж у 1,5 раза перевищує граничне значення. Це свідчить про наявність термічного дефекту високотемпературного характеру, пов'язаного з локалізованим перегрівом вище 700 °C.

У таблиці 5.6 наведено результати розрахунку відношень концентрацій окремих газів до максимальної концентрації газу, отримані на дату аналізу – 06.09.2023. Такий підхід дозволяє оцінити відносну домінантність кожного газу серед усіх, що накопичились у трансформаторному маслі, та допомагає більш точно визначити характер і джерело дефекту.

Таблиця 5.6 – Відношення концентрації газів до максимального значення концентрації газу

Дата аналізу	Концентрація газу				
	H_2	CH_4	C_2H_4	C_2H_6	C_2H_2
06.09.2023	0,0098	0,0019	0,0019	0,00003	0,03
Відношення концентрації газів до максимального значення концентрації газу					
06.09.2023	0,327	0,063	0,0063	0,001	1

На рисунку 5.1 представлена діаграма газового складу, побудована за результатами розрахунків, а також її аналог – референтна діаграма згідно з [24].



Рисунок 5.1 – Визначення дефекту за типовою діаграмою складу газів

Стан трансформатора оцінюється за методом інтерпретації АРГ (ансамблю характерних газів), який передбачає розрахунок відносної концентрації кожного газу за формулою:

$$K_{\text{відн.}} = \frac{K_{\text{вим.}, \%}}{K_{\text{гран.}, \%}}, \quad (5.3)$$

де $K_{\text{вим.}, \%}$ – значення концентрації газу при поточному вимірюванні;

$K_{\text{гран.}, \%}$ – граничне значення концентрації газу;

$K_{\text{відн.}}$ – відносне значення концентрації газу.

Наприклад для газу СО за формулою 5.3:

$$K_{\text{відн. CO}} = \frac{K_{\text{вим.}, \%}}{K_{\text{гран.}, \%}} = \frac{0,0024}{0,06} = 0,04.$$

Таблиця 5.7 – Характерні склади газів, для різних дефектів

Газ	Відношення концентрації	Умовне позначення
H ₂	0,95	В
CO ₂	0,0375	Г
CO	0,04	Г
CH ₄	0,17	В
C ₂ H ₄	0,17	В
C ₂ H ₂	33,4	А
C ₂ H ₆	0,004	Г
Дефект	Іскровий електричний розряд масла	

Умовні позначення (згідно з таблицею 5.7), що характеризують відносні концентрації газів:

А – основний газ для виявленого дефекту, визначається як газ із максимальним значенням $K_{відн.}$ або якщо $K_{відн.} > 1$;

Б – характерний газ із високим вмістом, коли $K_{відн.} \geq 1$;

В – характерний газ із малим вмістом, при $0,1 \leq K_{відн.} \leq 1$;

Г – нехарактерний газ, коли $K_{відн.} < 0,1$.

На рисунку 5.2 представлена діаграма, яка демонструє співвідношення між виміряними концентраціями газів та їх гранично допустимими значеннями.

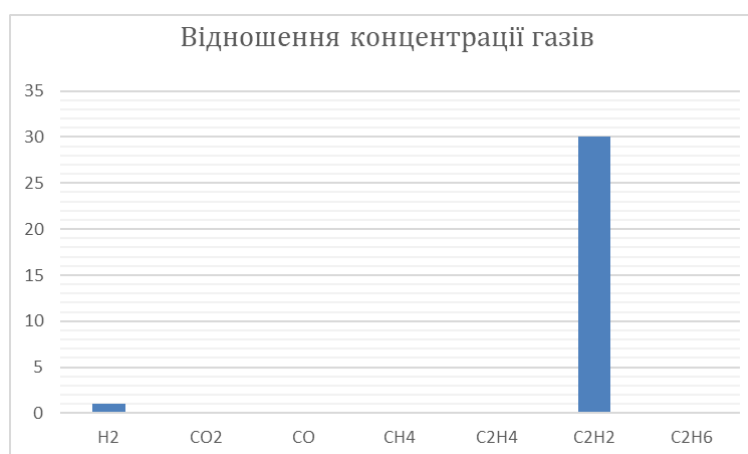


Рисунок 5.2 – Діаграма відношення концентрації газів

На основі отриманих результатів та побудованої діаграми чітко простежується, що характерним газом виступає ацетилен (C_2H_2), концентрація якого суттєво перевищує інші компоненти. Це свідчить про наявність дефекту дугового характеру.

5.2 Вимірювання втрат холостого ходу

Згідно з даними таблиці 5.3 вимірювання втрат у трифазному трансформаторі при однофазному збудженні дозволяє визначити втрати кожної фази окремо.

$$P_{\text{ххвм.}} = \frac{1}{2} \cdot (P_{\text{авм.}} + P_{\text{бсвм.}} + P_{\text{савм.}}), \quad (5.4)$$

де $P_{\text{авм.}}$, $P_{\text{бсвм.}}$, $P_{\text{савм.}}$ – втрати, виміряні при замиканні накоротко обмоток с, а, б відповідно.

Розрахуємо для всіх вимірювань (06.09.2023) за формулою 5.4:

$$P_{\text{ххзав.}} = \frac{1}{2} \cdot (10,5 + 12 + 15) = 18,75 \text{ (Вт)};$$

$$P_{\text{ххвм1.}} = \frac{1}{2} \cdot (11 + 14,5 + 16) = 20,75 \text{ (Вт)};$$

$$P_{\text{ххвм1.}} = \frac{1}{2} \cdot (13 + 12,5 + 18) = 21,75 \text{ (Вт)};$$

Коефіцієнт сталі, що залежить від марки електротехнічної сталі:

$$N_{\text{ст}} = \frac{\log\left(\frac{P_{\text{ххзав.}}}{P_{\text{ххвм}}}\right)}{\log\left(\frac{U_{\text{номНН}}}{U_{\text{ххвм}}}\right)}, \quad (5.5)$$

де $N_{ст}$ – коефіцієнт сталі;

$P_{ххзав}$, $P_{ххвим}$ – заводські та виміряні втрати ХХ відповідно;

$U_{номНН}$, $U_{ххвим}$ – заводська (номінальна) та виміряна напруга відповідно.

Для досліду (06.09.2023) за формулою 5.5:

$$N_{ст1} = \frac{\log\left(\frac{P_{ххзав}}{P_{ххвим1}}\right)}{\log\left(\frac{P_{хх1ав}}{U_{ххвим}}\right)} = \frac{\log\left(\frac{10300}{20,75}\right)}{\log\left(\frac{11000}{246}\right)} = 1,63.$$

Приведені втрати ХХ по відношенню до початкових даних, розраховуємо з формулою:

$$P_{ххприв} = P_{ххвим} \cdot \left(\frac{U_{номНН}}{U_{ххвим}}\right)^{N_{ст}}, \quad (5.6)$$

де $P_{ххприв}$ – приведені втрати ХХ.

Для досліду (06.09.2023) за формулою 5.6:

$$P_{ххприв1} = P_{ххвим} \cdot \left(\frac{U_{номНН}}{U_{ххвим}}\right)^{N_{ст}} = 20,75 \cdot \left(\frac{11000}{246}\right)^{1,63} = 10,16 \text{ (кВт)}.$$

Збільшення втрат ХХ по відношенню до початкових даних, розраховуємо за формулою:

$$dP_{ххприв} = 100\% \cdot \frac{P_{ххприв}}{P_{ххзав}}, \quad (5.7)$$

де $dP_{ххприв}$ – збільшення втрат ХХ по відношенню до заводських

(паспортних даних), %.

Для досліду (06.09.2023) за формулою 5.7:

$$dP_{\text{ххприв}} = 100\% \cdot \frac{P_{\text{ххприв}}}{P_{\text{ххзав}}} = 100\% \cdot \frac{10,16}{10,3} = 98,64 \text{ (\%)}. \quad (5.7)$$

Відношення втрат на різних фазах трансформатора в %, визначаємо за формулою:

$$P_{ab/bc} = 100\% \cdot \frac{\text{abs}(P_{ab\text{вим}} - P_{bc\text{вим}})}{\min(P_{ab\text{вим}}; P_{bc\text{вим}})}, \quad (5.8)$$

де abs – абсолютне значення (модуль);

$P_{ab\text{вим}}$, $P_{bc\text{вим}}$ – втрати ХХ, отримані в результаті вимірювань.

Для досліду (30.07.1977), за формулою 5.8:

$$P_{ab/bc} = 100\% \cdot \frac{\text{abs}(P_{ab\text{вим}} - P_{bc\text{вим}})}{\min(P_{ab\text{вим}}; P_{bc\text{вим}})} = 100\% \cdot \frac{\text{abs}(10,5 - 12)}{10,5} = 14,29 \text{ (\%)};$$

$$P_{bc/ca} = 100\% \cdot \frac{\text{abs}(P_{ca\text{вим}} - P_{bc\text{вим}})}{\min(P_{ca\text{вим}}; P_{bc\text{вим}})} = 100\% \cdot \frac{\text{abs}(15 - 12)}{12} = 25 \text{ (\%)};$$

$$P_{ca/ab} = 100\% \cdot \frac{\text{abs}(P_{ab\text{вим}} - P_{ca\text{вим}})}{\min(P_{ca\text{вим}}; P_{ab\text{вим}})} = 100\% \cdot \frac{\text{abs}(12 - 15)}{15} = 42,86 \text{ (\%)}.$$

В таблиці 5.8 внесені всі розрахункові значення.

Таблиця 5.8 – Відношення втрат на різних фазах трансформатора

Дата вимірювання	$P_{ab/bc}, \%$	$P_{bc/ca}, \%$	$P_{ca/ab}, \%$
30.07.1977	14,29	25	42,86
06.09.2023	31,8	10,3	45,4

Зміна втрат ХХ, виміряних по різним фазам визначаються за формулою:

$$P_{i/j} = 100\% \cdot \frac{P_{i\text{вим}} - P_{j\text{вим}}}{P_{i\text{вим}}}. \quad (5.9)$$

Для фази АВ за формулою 5.9:

$$P_{ab/bc} = 100\% \cdot \frac{P_{ab\text{вим}} - P_{bc\text{вим}}}{P_{ab\text{вим}}} = 100\% \cdot \frac{15 - 10,5}{10,5} = 42,6 \text{ (\%)}. \quad (5.9)$$

Значення представлені на прикладі заводських вимірювань. Результати розрахунку зміни втрат ХХ наведені в таблиці 5.9.

Таблиця 5.9 – Результати розрахунку зміни втрат ХХ

Дата вимірювання	$P_{ab/bc}, \%$	$P_{bc/ca}, \%$	$P_{ca/ab}, \%$
30.07.1977	42,6	25	-20
06.09.2023	45,4	10,3	-9,4

Різниця dP_1 між відповідними відношеннями $P_{ab/bc}$, $P_{bc/ca}$, $P_{ca/ab}$ розраховуються за формулою:

$$dP_{i/j} = P_{i/j\text{свим}} - P_{i/j\text{зав}}. \quad (5.10)$$

Для досліду (06.09.2023) визначимо $dP_{ab/bc}$ за формулою 5.10:

$$dP_{ab/bc} = P_{ab/bc\text{вим}} - P_{ab/bc\text{зав}} = 45,4 - 42,6 = 2,8.$$

В таблиці 5.10 наведені всі розрахунки різниці між відповідними відношеннями.

Таблиця 5.9 – Результати розрахунку зміни втрат ХХ

Дата вимірювання	$dP_{ab/bc}$	$dP_{bc/ca}$	$dP_{ca/ab}$
06.09.2023	2,8	14,7	10,6

Розрахунок показав, що втрати $dP_{bc/ca}$ перевищують допустимі 5% від заводських значень. Це може свідчити про пошкодження ізоляції в стрижні фази В. Рекомендується повторити вимірювання при однаковій напрузі. Розбіжності з номінальними втратами незначні й можуть бути зумовлені похибками вимірювання, різними рівнями напруги або похибками в обробці даних.

6 ОХОРОНА ПРАЦІ

В цьому розділі бакалаврської роботи розробляються заходи з охорони праці в процесі експлуатації діагностичного комплексу визначення пошкоджень ізоляції силових трансформаторів.

Аналіз потенційних небезпек для електротехнічного оперативного персоналу, який розробляє та реалізує заходи та експлуатує діагностичний комплекс визначення пошкоджень, проведемо за [25, 26]. Отже, під час експлуатації діагностичного комплексу визначення пошкоджень ізоляції силових трансформаторів необхідно передбачати заходи із запобігання впливу на працівників таких небезпечних і шкідливих виробничих факторів:

Фізичні фактори: мікроклімат (температура, вологість, швидкість руху повітря, інфрачервоне випромінювання); виробничий шум, ультразвук, інфразвук; вібрація (локальна, загальна); освітлення: природне (недостатність), штучне (недостатня освітленість, прямий і відбитий сліпучий відблиск тощо).

Хімічні фактори: речовини хімічного походження, переважно аерозолі фіброгенної дії (металевий і будівельний пил).

Фактори трудового процесу: важкість (тяжкість) праці; напруженість праці. Важкість праці характеризується рівнем загальних енергозатрат організму або фізичним динамічним навантаженням, масою вантажу, що піднімається і переміщується, загальною кількістю стереотипних робочих рухів, величиною статичного навантаження, робочою позою, переміщенням у просторі. Напруженість праці характеризують: інтелектуальні, сенсорні та емоційні навантаження, ступінь монотонності навантажень, режим роботи.

У цьому розділі будуть досліджені такі питання як технічні рішення щодо безпечної організації робочих місць, електробезпека, мікроклімат, склад повітря робочої зони, виробниче освітлення, виробничий шум, виробничі вібрації, безпеки в надзвичайних ситуаціях для працівників в цілому та для об'єкта проектування під час його експлуатації.

6.1 Технічні рішення щодо безпечної експлуатації об'єкта

6.1.1 Технічні рішення щодо безпечної організації робочих місць

Підготовка робочого місця і допуск до виконання робіт з монтажу діагностичного комплексу визначення пошкоджень здійснюється оперативно-ремонтним персоналом електричних станцій і підстанцій [28, 29].

Підготовка робочих місць і допуск можуть провадитись тільки з дозволу оперативних працівників, а на підприємствах, де таких працівників немає – з дозволу особи, яка видала наряд чи розпорядження за узгодженням з особою, відповідальною за електрогосподарство. Забороняється змінювати передбачені нарядом (розпорядженням) заходи по підготовці робочих місць. В разі виникнення сумніву в достатності і правильності заходів з підготовки робочого місця і можливості безпечного виконання роботи, ця підготовка має бути припинена.

Підготовку робочих місць, як правило, виконують два працівники, які мають право на оперативні перемикання в даній електроустановці. Дозволяється виконувати підготовку робочого місця керівнику робіт з одним із членів бригади, якщо вони мають права на оперативні перемикання в даній електроустановці. Підготовку робочого місця може виконувати один працівник, крім встановлення переносних заземлень в електроустановках понад 1000 В і виконання перемикань, що здійснюються на двох і більше приєднаннях в електроустановках понад 1000 В, що не мають діючих пристроїв блокування роз'єднувачів від неправильних дій.

Допускач разом з керівником робіт повинні перевірити виконання технічних заходів з підготовки робочого місця. Якщо керівник робіт суміщає обов'язки допускача, то таку перевірку він виконує з одним із членів бригади, який має групу III.

Допуск до роботи за нарядами та розпорядженнями слід провадити безпосередньо на робочому місці. Допуск провадиться після перевірки технічних заходів з підготовки робочого місця. В цьому разі допускач має:

- перевірити, чи відповідає склад бригади зазначеному у наряді або розпорядженні, та наявність у членів бригади посвідчень про перевірку знань;
- провести інструктаж: ознайомити бригаду зі змістом наряду, розпорядження; зазначити межі робочого місця і підходи до нього; показати найближче до робочого місця устаткування та струмопровідні частини приєднань, що ремонтуються, та суміжних, до яких забороняється наближатися незалежно від того, перебувають вони під напругою чи ні;
- довести бригаді, що напруга відсутня, показом встановлених заземлень та перевіркою відсутності напруги, якщо заземлення не видно з робочого місця, а в електроустановках 35 кВ і нижче (де дозволяє конструктивне виконання) з наступним дотиком рукою до струмопровідних частин, після перевірки відсутності напруги.

Після інструктажу допускателя бригаду повинен проінструктувати керівник робіт щодо безпечного виконання робіт, використання інструменту, пристосувань, механізмів і вантажопідіймальних машин. Без проведення інструктажу допуск бригади забороняється. Проведення інструктажу і допуску оформляються підписами допускателя і керівника робіт (наглядача) в таблиці 3 наряду із зазначенням дати і часу. Допуск оформлюється в обох примірниках наряду, з яких один залишається у керівника робіт (наглядача), а другий – у допускателя. Коли керівник робіт суміщає обов'язки допускателя, допуск оформлюють в одному примірнику наряду.

Під час роботи за розпорядженням час допуску реєструють в журналі обліку робіт за нарядами і розпорядженнями.

6.1.2 Електробезпека

Основні технічні рішення щодо запобігання електротравмам:

- 1) виконання технічних заходів під час підготовки робочого місця,
- 2) застосування під час обслуговування електроустановок електрозахисних засобів.

Під час підготовки робочого місця для роботи, яка вимагає знімання напруги, слід виконати у зазначеній послідовності такі технічні заходи:

- провести необхідні вимкнення і вжити заходів щодо запобігання помилковому або самочинному вмиканню комутаційної апаратури;
- вивісити заборонні плакати на приводах ручного і на ключах дистанційного керування комутаційної апаратури. За необхідності струмопровідні частини слід огорожувати;
- приєднати до "землі" переносні заземлення;
- перевірити відсутність напруги на струмопровідних частинах, на які слід встановити заземлення. Якщо переносні заземлення планується ставити поблизу струмопровідних частин, що не входять в зону робочого місця, то їх огороження слід встановити до перевірки відсутності напруги та заземлення;
- встановити заземлення (увімкнути заземлювальні ножі, приєднати до вимкнених струмопровідних частин переносні заземлення) безпосередньо після перевірки відсутності напруги та вивісити плакати "Заземлено" на приводах вимикальних комутаційних апаратів;
- огородити, у разі необхідності, робочі місця або струмопровідні частини, що залишились під напругою, і вивісити на огороженнях плакати безпеки. Залежно від місцевих умов струмопровідні частини огорожують до або після їх заземлення.

Під час обслуговування електроустановок повинні застосовуватись засоби захисту від ураження електричним струмом, від впливу електричного поля, а також засоби індивідуального та колективного захисту. Ізолювальні електрозахисні засоби поділяються на основні і додаткові.

До основних ізолювальних електрозахисних засобів, які повинні застосовуватись в електроустановках напругою понад 1000 В, відносяться: ізолювальні штанги всіх видів, ізолювальні кліщі, електровимірювальні кліщі, показчики напруги, пристрої для створення безпечних умов праці під час проведення випробувань і вимірювань в електроустановках (показчики

напруги для фазування, покажчики пошкодження кабелів та ін.); до додаткових – діелектричні рукавички, діелектричне взуття, діелектричні килими, ізолювальні підставки, ізолювальні накладки, ізолювальні ковпаки, штанги для перенесення та вирівнювання потенціалу, сигналізатори напруги, захисні огороження (щити, ширми), переносні заземлення, плакати та знаки безпеки та інші засоби захисту.

Крім наведених вище засобів захисту в електроустановках повинні застосовуватись такі ЗІЗ: захисні каски – для захисту голови; захисні окуляри і щитки – для захисту очей і обличчя; протигази і респіратори – для захисту органів дихання; рукавиці – для захисту рук; запобіжні пояси та страхувальні канати.

Вибір необхідних електрозахисних засобів, засобів захисту від дії ЕП, а також ЗІЗ регламентується [27], а також іншими відповідними нормативними документами (НД) з урахуванням місцевих умов.

У разі застосування основних ізолювальних електрозахисних засобів достатньо використовувати один додатковий засіб, крім випадків, що обумовлені в цих Правилах. У разі необхідності захисту працівника від напруги кроку дозволяється використовувати діелектричне взуття без застосування основних засобів захисту.

За безпечність конструкції, правильність вибору матеріалів, якість виготовлення, а також за відповідність засобів захисту чинним в Україні нормативним документам повинні нести відповідальність керівники підприємств, установ, організацій (незалежно від форми власності), що виготовляють ці засоби захисту, орган, який видав сертифікат на виробництво та на реалізацію захисних засобів, в тому числі і засобів захисту зарубіжного виробництва.

Керівники підприємств, установ, організацій та інші посадові особи несуть персональну відповідальність за виконання вимог цих Правил у межах покладених на них завдань та функціональних обов'язків згідно з чинним законодавством. Працівників, які обслуговують електроустановки, необхідно

забезпечити усіма необхідними засобами захисту, навчити правилам користування цими засобами і зобов'язати застосовувати їх для створення безпечних умов праці.

6.2 Технічні рішення з гігієни праці та виробничої санітарії

6.2.1 Мікроклімат

Параметри мікроклімату в виробничому приміщенні [30], де встановлена лінія, наведено в таблиці 6.1.

Таблиця 6.1 – Нормування параметрів мікроклімату на непостійних робочих місцях

Період року	Категорія робіт	Температура, °C	Відносна вологість	Швидкість руху
Теплий	Пб	15-29	70 при 25°C	0,2-0,5
Холодний	Пб	13-23	не більш 75	не більш 0,4

Для забезпечення потрібних за нормативами параметрів мікроклімату проектом передбачено [31]:

- Утеплення фасаду будівлі;
- Встановлено вентиляцію приміщень.

6.2.2 Склад повітря робочої зони

В умовах, що розглядаються в роботі, можливим забруднювачем повітря може бути пил нетоксичний [30].

Характерні забруднюючі речовини для виробничого приміщення наведені в таблиці 6.2.

Таблиця 6.2 – Характерні забруднюючі речовини для виробничого приміщення

Найменування речовини	ГДК, мг/м ³		Клас небезпечності
	Максимально разова	Середньодобова	
Пил нетоксичний	0,5	0,15	4

Для забезпечення складу повітря робочої зони в роботі передбачені такі рішення [31]:

- Робочі місця, де можливе виділення пилу та, обладнані вентиляційними пристроями, які повинні бути постійно готовими до роботи.
- Будь-які порушення у системі вентиляції відображаються попереджувальними сигнальними пристроями.
- Установки для кондиціювання повітря або механічні вентиляційні установки під час їх роботи не створюють для працівників протягів.

6.2.3 Виробниче освітлення

Штучне освітлення в будівлі запроектоване загальне, освітлення, за якого світильники розміщуються рівномірно у верхній зоні приміщення (загальне рівномірне освітлення).

Нормовані значення виробничого освітлення наведені в таблиці 6.3. Характеристика зорових робіт – середньої точності.

Відповідно до ДБН В.2.5-28-2018 [33] розряд зорової роботи IV, підрозряд «Г».

Вимоги до освітлення приміщень виробничих підприємств наведені в таблиці 6.3.

Таблиця 6.3 – Вимоги до освітлення приміщень виробничих підприємств

Х-ка зорової роботи	Найменший або еквівалентний розмір об'єкта розрізнення, мм	Розряд зорової роботи	Під-розряд зорової роботи	Контраст об'єкта з фоном	Х-ка фону	Штучне при системі комбінованого освітлення		Природне Ен пр	Сумісне Е сум
						всього	у т. ч. від загального		
Середньої точності	Від 0,5 до 1,0 включно	IV	г	середній великий великий	світлий світлий середній	-	200	4	2,4

Для забезпечення нормованого значення освітлення у проекті передбачено:

- використання природного та штучного освітлення;
- штучне освітлення повинне бути рівномірне та достатньо інтенсивне;
- світло не повинне створює різких тіней на місцях роботи, значних контрастів між освітленим робочим місцем і навколишньою обстановкою;
- штучне світло не створює зайвих відблисків у полі зору працівника.

6.2.4 Виробничий шум

Джерелами шуму, що розглядаються в роботі, для працівників є шум будівельних машин і механізмів. Допустимі рівні звукового тиску і рівні звуку для постійного (непостійного) широкосмугового (тонального) шуму наведено в таблиці 6.4. Для забезпечення допустимих параметрів шуму (поліпшення шумового клімату) в приміщенні проектом передбачено:

- раціональне розташування робочих місць;
- постійний контроль режиму праці і відпочинку працівників;

– обмеження застосування обладнання та використання робочих місць, що не відповідають санітарно-гігієнічним вимогам.

Таблиця 6.4 Допустимі рівні звукового тиску і рівні звуку для постійного (непостійного) широкосмугового (тонального) шуму

Характер робіт	Допустимі рівні звукового тиску (дБ) в стандартизованих октавних смугах зі середньгеометричними частотами (Гц)									Допустимий рівень звуку, дБА
	32	63	125	250	500	1000	2000	4000	8000	
Основні виробничі приміщення	86	71	61	54	49	45	42	40	38	50

6.2.5 Виробничі вібрації

Вібрацією називають механічні коливання пружних тіл або систем, коли відбувається переміщення центра їх ваги в просторі відносно статичного стану. Загальна вібрація передається на тіло через опорні поверхні людини, що стоїть чи сидить (підшви ніг або сидниці). Допустимі рівні загальної вібрації на постійних місцях у виробничих приміщеннях наведені в таблиці 6.5.

Таблиця 6.5 – Допустимі рівні вібрації на постійних місцях

Вид вібрації	Октавні смуги з середньгеометричними									
	2	4	8	16	31,5	63	125	250	500	1000
Загальна вібрація:	<u>1,3</u>	<u>0,45</u>	<u>0,2</u>	<u>0,2</u>	<u>0,2</u>	<u>0,2</u>	-	-	-	-
На постійних робочих місцях в виробничих приміщеннях	108	99	<u>2</u> 93	92	92	92				

В чисельнику середньоквадратичне значення вібрації, м/с 10^{-2} , знаменнику - логарифмічні рівні вібрації, дБ.

Основними методами колективного віброзахисту є зниження вібрації шляхом дії на джерело виникнення: відстрочка від режиму резонанс; динамічне гасіння коливань, заміна конструктивних елементів устаткування і будівельних конструкцій. Засоби індивідуального захисту діляться на засоби для ніг, рук та тіла працюючого.

6.3 Пожежна безпека

Пожежну безпеку промислових і інших об'єктів регламентують Правила пожежної безпеки в Україні [35, 36]. Пожежо- вибухонебезпечність речовин і матеріалів визначається за ДСТУ 8829: 2019 [37], за якою визначається категорія приміщень за вибуховою та пожежною безпекою [38].

Приміщення п/ст за вибухонебезпечністю та пожежонебезпечністю відноситься до категорії Д (зниженопожежонебезпечна) – речовини і/або матеріали, що зазначені вище для категорій приміщень В (крім горючих газів, горючих пилу і/або волокон), а також негорючі речовини і/або матеріали в холодному стані (за температури навколишнього середовища), за умов, що приміщення, в яких знаходяться (зберігаються, переробляються, транспортуються) зазначені вище речовини і/або матеріали, не відносяться до категорій А, Б або В, з зонами П-III (місця, за межами приміщень, де зберігаються тверді горючі речовини).

Пожежо- вибухонебезпечність речовин і матеріалів – сукупність властивостей, що характеризують їхню здатність до виникнення і поширення горіння. Наслідком горіння, залежно від його швидкості та умов протікання, можуть бути пожежа або вибух. Пожежо- вибухонебезпечність речовин і матеріалів визначають показниками, вибір яких залежить від агрегатного стану речовини (матеріалу), та умов їхнього застосування.

Будівля п/ст, в якій розташовані ці приміщення, характеризується II ступенем вогнестійкості.

До II ступеня вогнестійкості відносяться будинки з несучими та огорожувальними конструкціями з природних або штучних кам'яних матеріалів, бетону, залізобетону із застосуванням листових і плитних негорючих матеріалів. Мінімальні межі вогнестійкості будівельних конструкцій (у хвиликах) та максимальні межі поширення вогню по них (см) за ДБН В.1.1.7-2016 [39] наведено в таблиці 6.6.

Таблиця 6.6 – Мінімальні межі вогнестійкості будівельних конструкцій та максимальні межі поширення вогню по них

Ступінь вогнестійкості будинків	Мінімальні межі вогнестійкості будівельних конструкцій (у хвиликах) і максимальні межі поширення вогню по них (см)								
	стіни				колони	сходові площадки, костури, сходи, балки, марші сходових кліток	перекрыття між поверхами (у т.ч. горищні та над підвалами)	елементи суміщених покриттів	
	несучі та сходових кліток	самонесучі	зовнішні несучі	внутрішні несучі (перегородки)				плити, настили, прогони	балки, ферми, арки, рами
II	REI 120 M0	REI 60 M0	E 15 M0	E1 15 M0	R 120 M0	R 60 M0	REI 45 M0	RE 15 M0	R 30 M0

Протипожежні перешкоди і мінімальні межі їх вогнестійкості за ДБН В.1.1.7-2016 [39] наведено в таблиці 6.7.

Протипожежні відстані між житловими, громадськими, адміністративно-побутовими будинками промислових підприємств, гаражами слід приймати за таблицею 6.8 (чисельник). В умовах забудови, що склалася, протипожежні відстані між житловими будинками та від житлових будинків до будівель і споруд іншого призначення слід визначати згідно з протипожежними вимогами даних норм, наведеними у таблиці 6.8. Протипожежні відстані від житлових, громадських, адміністративно-

побутових будинків промислових підприємств, гаражів до виробничих, складських будинків і споруд слід приймати за таблицею 6.9 (знаменник) [39].

Таблиця 6.8 – Протипожежні перешкоди та мінімальні межі їх вогнестійкості

Протипожежні перешкоди	Типи проти-пожежних перешкод або їх елементів	Мінімальна межа вогнестійкості протипожежної перешкоди (у хвиликах)	Тип заповнення прорізів, не нижче	Тип протипожежного тамбур-шлюзу, не нижче
Стіни	3	REI 45	2	2
Перегородки	2	EI 15	3	2
Перекриття	3	REI 45	2	1

Таблиця 6.9 – Протипожежні відстані між житловими, громадськими, адміністративно-побутовими будинками промислових підприємств, гаражами, а також до виробничих будинків, будівель і споруд

Ступінь вогнестійкості будинку	Відстані при ступені вогнестійкості будинків, м		
	I, II	III	IIIa, IIIб, IV, IVa, V
I, II	6/9	8/9	10/12

На території підстанції встановлено 11 вогнегасників ВВП-8 (ВП-5) [40].

ВИСНОВКИ

В даній бакалаврській кваліфікаційній роботі було виконано дослідження методів діагностики та умов експлуатації силових трансформаторів. В першому розділі було розглянуто особливості функціонування та призначення силових трансформаторів, зокрема, їх технічні характеристики та призначення. Також проаналізовано класифікацію та маркування силових трансформаторів.

В другому розділі роботи було досліджено конструктивні особливості силових трансформаторів. Що також не менш важливо, проаналізували принцип його дії.

В третьому розділі було досліджено умови експлуатації та особливості обслуговування силових трансформаторів. Зокрема, проаналізовано характерні несправності, особливості ремонту та обслуговування силових трансформаторів. Також дослідили статистику відмов силових трансформаторів та проаналізували особливості їх експлуатації.

В четвертому розділі було проаналізовано методи діагностики силових трансформаторів. Зокрема розглянули регламентовані випробування та вимірювання. Також провели аналіз перспективних методів та засобів діагностики силових трансформаторів. Провели аналіз двох нових методів, які вже використовують певні підприємства Європи та США.

В п'ятому розділі провели оцінку технічного стану трансформатора по виміряним даним. Зокрема провели аналіз розчинених газів в трансформаторному маслі, а також вимірювання втрат холостого ходу (неробочого ходу).

В шостому розділі було досліджено та сформовано технічні рішення щодо безпечної експлуатації об'єкта, що включало в себе технічні рішення щодо безпечної організації робочих місць та електробезпеку. Розроблені технічні рішення з гігієни праці та виробничої санітарії, а саме: мікроклімат, склад повітря робочої зони, виробниче освітлення, виробничий шум, виробничі вібрації. Також особлива увага була приділена пожежній безпеці.

СПИСОК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ

1. Є. Корф. 3 роки війни: Стан енергетики України та її перспективи.
URL: <https://e-b.com.ua/3-roki-viini-stan-energetiki-ukrayini-ta-yiyi-perspektivi-7614>
2. Сліденко М.О., Остра Н.В. АНАЛІЗ ЗАСТОСУВАННЯ МЕТОДУ ДІЕЛЕКТРИЧНОЇ ЧАСТОТНОЇ ХАРАКТЕРИСТИКИ ДЛЯ ДІАГНОСТИКИ СТАНУ ІЗОЛЯЦІЇ СИЛОВИХ ТРАНСФОРМАТОРІВ Матеріали LIV Всеукраїнської науково-технічної конференції підрозділів Вінницького національного технічного університету (ВНТКП ВНТУ), Вінниця, 24-27 березня 2025 р. Електрон. текст. дані. 2025. URL: <https://conferences.vntu.edu.ua/index.php/all-feeem/all-feeem-2025/paper/view/24108>
3. Грабко В. В., Розводюк М. П., Левицький С. М. «Експериментальні дослідження електричних машин. Частина IV. Трансформатори.» Навчальний посібник. Вінниця: ВНТУ, 2008. 219 с.
4. Електричні машини і трансформатори : навч. посібник / М. О. Осташевський, О. Ю. Юр'єва; за ред. В. І. Мілих. Харків : ФОП Панов А. М., 2017. 452 с.
5. Богуш Ігор. Призначення, будова та принцип дії силового трьохфазного масляного трансформатора. Режим доступу URL: https://boigor.blogspot.com/2020/04/blog-post_64.html
6. Трансформатори: призначення і класифікація. Режим доступу URL: <https://elmisto.com.ua/ua/a197489-transformatory-prednaznachenie-klassifikatsiya.html>
7. Проектування електромеханічних перетворювачів енергії. Трансформатори. Основи автоматизованого проектування електричних машин - 1 [Електронний ресурс] : навч. посіб. для студ. спеціальності 141 «Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка», спеціалізації «Електричні машини і апарати» / О. М. Давидов, С. С. Цивінський; КПІ ім.

Ігоря Сікорського. – Електронні текстові данні (1 файл: 16 Мбайт). – Київ : КПІ ім. Ігоря Сікорського, 2017. – 171 с.

8. Мельник Л.Р., Сушицька Е.І., Сприса В.В. Норми випробування електрообладнання, Приватне акціонерне товариство «національна енергетична компанія «УКРЕНЕРГО», СОУ-Н ЕЕ 20.302:2020.

9. О. Є. Рубаненко, М. П. Лабзун, М. О. Грищук, «Визначення дефектів трансформаторного обладнання з використанням частотних діагностичних параметрів,» Вісник Нац. техн. ун-ту "ХПІ", зб. наук. пр. Сер.: Нові рішення в сучасних технологіях, № 23, с. 41-46, 2017.

10. A. Bossi, et al., “An International Survey on Failures in Large Power Transformers in Service” – Final report of CIGRE Working Group 12.05, Electra, No.88, pp. 22 – 48,1983.

11. Stefan Tenbohlen, Convenor, Janine Jagers, Secretary, Gilson Baston, Brendan Diggin, Michael Krüger, Piotr Manski, Bhavin Desai, Johannes Gebauer, John Lapworth, Anne McIntosh, Antun Mikulecky, Pascal Müller, Claude Rajotte, Takehisa Sakia, Shirasaka Yukiyasu. Transformer Reliability Survey:Interim Report. January 2012. Режим доступу URL: https://www.researchgate.net/publication/291292609_Transformer_reliability_survey_Interim_report

12. Stefan Tenbohlen, Sebastian Coenen, Mohammad Djamali, Andreas Müller, Mohammad Hamed Samimi and Martin Siegel, Diagnostic Measurements for Power Transformers, Published: 6 May 2016. Режим доступу URL: <https://www.mdpi.com/1996-1073/9/5/347>

13. СОУ 40.1-21677681-07:2009. Трансформатори силові. Типова інструкція з експлуатації.

14. Лагутін В. М. Бурикін О. Б., Тептя В. В. Експлуатація електричних станцій. Ч. І. Технічне обслуговування електричних машин та трансформаторів: навчальний посібник Вінниця : ВНТУ, 2013. 93 с.

15. ДСТУ EN 60076-1:2016 Трансформатори силові. Частина 1. Загальні відомості.

16. СОУ-Н ЕЕ 46.501:2006 Діагностика маслонаповненого трансформаторного обладнання за результатами хроматографічного аналізу вільних газів, відібраних із газового реле, і газів, розчинених у ізоляційному маслі. Методичні вказівки.

17. Нові рішення у підході до діагностики силових трансформаторів. Режим доступу URL: <https://etalonpribor.com.ua/novyie-resheniya-v-podhode-k-diaagnostike-silovyih-transformatorov.html>

18. Zhao, Z., Tang, C., Yao, C., Zhou, Q., Xu, L., Gui, Y., Islam, S. (2018) Improved method to obtain the online impulse frequency response signature of a power transformer by multi scale complex CWT, IEEE Access, 6, 48934-48945. Which has been published in final form at: <https://doi.org/10.1109/ACCESS.2018.2868058>

19. Хомюк, Д., & Самотий, В. (2023). Адаптація перетворення Фур'є для відтворення неперіодичних сигналів. ФІЗИКО-МАТЕМАТИЧНЕ МОДЕЛЮВАННЯ ТА ІНФОРМАЦІЙНІ ТЕХНОЛОГІЇ, (38), 156-165. <https://doi.org/10.15407/fmmit2023.38.160>

20. C. Yao et al., ``Transformer winding deformation diagnostic system using online high frequency signal injection by capacitive coupling,’’ IEEE Trans. Dielectr. Electr. Insul., vol. 21, no. 4, pp. 1486-1492, Aug. 2014.

21. C. Duarte, P. Delmar, K. W. Goossen, K. Barner, and E. Gomez-Luna, ``Non-intrusive load monitoring based on switching voltage transients and wavelet transforms,’’ in Proc. Int. Workshop Future Instrum., Oct. 2012, pp. 1-4.

22. M. Bagheri, S. Nezhivenko, B. T. Phung, and T. Blackburn, ``Air core transformer winding disk deformation: A precise study on mutual inductance variation and its influence on frequency response spectrum,’’ IEEE Access, vol. 6, pp. 7476-7488, 2018.

23. Using Dielectric Frequency Response to Assess Insulation in Bushings & Instrument Transformers. Режим доступу URL: <https://www.inmr.com/frequency-response-to-assess-bushing-instrument-transformer-insulation/>

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

25. ДСНіП «Гігієнічна класифікація праці за показниками шкідливості та небезпечності факторів виробничого середовища, важкості та напруженості трудового процесу». Наказ МОЗ № 248 від 08.04.2014.

26. ДСТУ-Н Б А 3.2-1: 2007 Настанова щодо визначення небезпечних і шкідливих факторів та захисту від їх впливу при виробництві будівельних матеріалів і виробів та їх використання в процесі зведення та експлуатації об'єктів будівництва. URL: <https://profidom.com.ua/a-3/a-3-2/824-dstu-n-b-a-3-2-12007-nastanova-shhodo-viznachenna-nebezpechnih-i-shkidlivih-faktoriv->.

27. ДНАОП 1.1.10-1.01-97 Правила безпечної експлуатації електроустановок. URL: https://online.budstandart.com/ua/catalog/doc-page?id_doc=21826.

28. ДСТУ Б В.2.5-82:2016. Електробезпека в будівлях і спорудах. Вимоги до захисних заходів від ураження електричним струмом. К. : ДП «УкрНДНЦ», 2016. 109 с.

29. НПАОП 40.1-1.32-01 (ДНАОП 0.00-1.32-01) Правила будови електроустановок. Електрообладнання спеціальних установок. URL: <https://zakon.rada.gov.ua/rada/show/v0272203-01#Text>.

30. ДСН 3.3.6.042-99 Санітарні норми мікроклімату виробничих приміщень. URL: <http://mozdocs.kiev.ua/view.php?id=1972>.

31. ДБН В.2.5-67:2013. Опалення, вентиляція та кондиціонування. К. : Мінрегіонбуд України, 2013. 149 с.

32. ДБН В.2.5-28:2018 Природне і штучне освітлення. URL: http://online.budstandart.com/ua/catalog/doc-page.html?id_doc=79885

33. ДСН 3.3.6.037-99 Санітарні норми виробничого шуму, ультразвуку та інфразвуку. URL: <http://document.ua/sanitarni-normi-virobnichogo-shumu-ultrazvuku-ta-infrazvuku-nor4878.html>.
34. ДСН 3.3.6.039-99. Державні санітарні норми виробничої загальної та локальної вібрації. URL: <http://zakon2.rada.gov.ua/rada/show/va039282-99>.
35. НАПБ А.01.001-14. Правила пожежної безпеки в Україні. К. : МВС України, 2014. 47 с.
36. ДСТУ 8828:2019 Пожежна безпека. Загальні положення. URL: <https://dwg.ru/dnl/15125>.
37. ДСТУ 8829:2019 Пожежовибухонебезпечність речовин і матеріалів. Номенклатура показників і методи їхнього визначення. Класифікація. URL: <https://www.alutal.com.ua/wp-content/uploads/2021/02/dstu-8829-2019-1.pdf>.
38. ДСТУ Б В.1.1-36:2016 Визначення категорій приміщень, будинків та зовнішніх установок за вибухопожежною та пожежною небезпек. URL: https://dbn.co.ua/load/normativy/dstu/dstu_b_v_1_1_36/5-1-0-1759.
39. ДБН В.1.1-7:2016 Пожежна безпека об'єктів будівництва. Загальні вимоги. URL: http://www.poliplast.ua/doc/dbn_v.1.1-7-2002.pdf.
40. Наказ Міністерства внутрішніх справ України «Про затвердження Правил експлуатації та типових норм належності вогнегасників». URL: <https://zakon.rada.gov.ua/laws/show/z0225-18#Text>.

ДОДАТКИ

ДОДАТОК А

(обов'язковий)

ПРОТОКОЛ ПЕРЕВІРКИ НАВЧАЛЬНОЇ (КВАЛІФІКАЦІЙНОЇ) РОБОТИ

Назва роботи: «Дослідження методів діагностики та умов експлуатації силових трансформаторів»

Тип роботи: Бакалаврська кваліфікаційна робота

(кваліфікаційна робота, курсовий проект (робота), реферат, аналітичний огляд, інше (зазначити))

Підрозділ: Кафедра електричних станцій та систем

(кафедра, факультет (інститут), навчальна група)

Керівник: к.т.н., доц., доцент каф. ЕСС Остра Н. В.

(прізвище, ініціали, посада)

Показники звіту подібності

StrikePlagiarism	
Оригінальність	89,7%
Загальна схожість	10,3%

Аналіз звіту подібності (відмітити потрібне)

- ☐ Запозичення, виявлені у роботі, оформлені коректно і не містять ознак плагіату.
- ☐ Виявлені у роботі запозичення не мають ознак плагіату, але їх надмірна кількість викликає сумніви щодо цінності роботи і відсутності самостійності її автора.
Роботу направити на доопрацювання.
- ☐ Виявлені у роботі запозичення є недобросовісними і мають ознаки плагіату та/або в ній містяться навмисні спотворення тексту, що вказують на спроби приховування недобросовісних запозичень.

Заявляю, що ознайомлений (-на) з повним звітом подібності, який був згенерований Системою щодо роботи

Автор 
(підпис)

Сліденко М. О.
(прізвище, ініціали)

Опис прийнятого рішення

Робота допущена до захисту

Особа, відповідальна за перевірку

(підпис)

Вишневський С.Я
(прізвище, ініціали)

Експерт

(за потреби)

(підпис)

(прізвище, ініціали, посада)

ДОДАТОК Б
(обов'язковий)

ІЛЮСТРАТИВНА ЧАСТИНА

ДОСЛІДЖЕННЯ МЕТОДІВ ДІАГНОСТИКИ ТА УМОВ
ЕКСПЛУАТАЦІЇ СИЛОВИХ ТРАНСФОРМАТОРІВ

Мета та основні задачі роботи

Метою даної бакалаврської кваліфікаційної роботи є дослідження методів діагностики та умов експлуатації силових трансформаторів.

У відповідності із поставленою метою розв'язуються наступні основні задачі роботи:

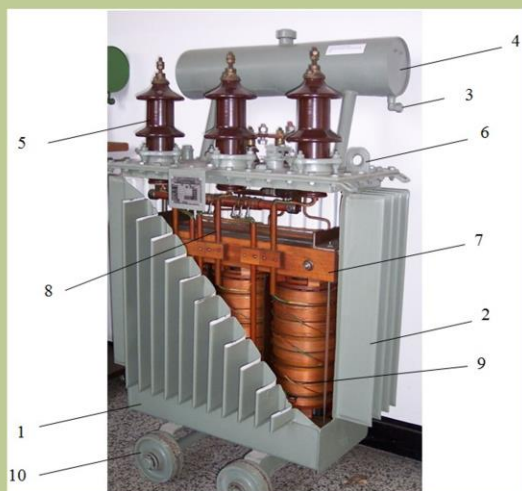
1. Аналіз особливостей функціонування та призначення силових трансформаторів.
2. Дослідження конструктивних особливостей силового трансформатора та принцип його дії.
3. Дослідження умов експлуатації та обслуговування силових трансформаторів.
4. Дослідження методів діагностики силових трансформаторів.
5. Виконати оцінку технічного стану силового трансформатора по кожному виду вимірювань.
6. Проаналізувати заходи з охорони праці в процесі експлуатації діагностичного комплексу визначення пошкоджень ізоляції силових трансформаторів.

Маркування силового трансформатора

Позначення	Літера	Розшифровка
Призначення трансформатора (може бути відсутнім)	A	Автотрансформатор
	Э	Електропічний трансформатор
Кількість фаз	O	Однофазний трансформатор
	T	Трифазний трансформатор
Розщеплення обмоток (може бути відсутнім)	P	Розщеплена обмотка НН
Система охолодження	Сухі	
	C	Природне повітряне охолодження (відкрите виконання)
	CЗ	Природне повітряне охолодження (захищене виконання)
	СГ	Природне повітряне охолодження (герметичне виконання)
	СД	Повітряне охолодження з дуттям
	Масляні	
	M	Природна циркуляція повітря і оливи
	Д	Примусова циркуляція повітря і природна циркуляція оливи
	МЦ	Природна циркуляція повітря і примусова циркуляція оливи з неспрямованим потоком оливи
	НМЦ	Природна циркуляція повітря і примусова циркуляція оливи із спрямованим потоком оливи
	ДЦ	Примусова циркуляція повітря й оливи з неспрямованим потоком оливи
	НДЦ	Примусова циркуляція повітря й оливи із спрямованим потоком оливи
	Ц	Примусова циркуляція води й оливи з неспрямованим потоком оливи
	НЦ	Примусова циркуляція води й оливи із спрямованим потоком оливи

3

Конструктивні елементи силового трансформатора

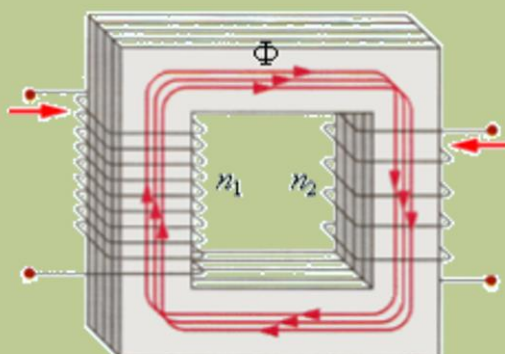


На рисунку показано:

- 1 – бак;
- 2 – радіатор;
- 3 – повітроосушувач;
- 4 – розширювач;
- 5 – вивід ВН;
- 6 – кільце для підйому;
- 7 – ярмова балка кістяка (верхня);
- 8 – регулювальні відгалуження обмоток ВН;
- 9 – обмотка НН та ВН;
- 10 – коток візка.

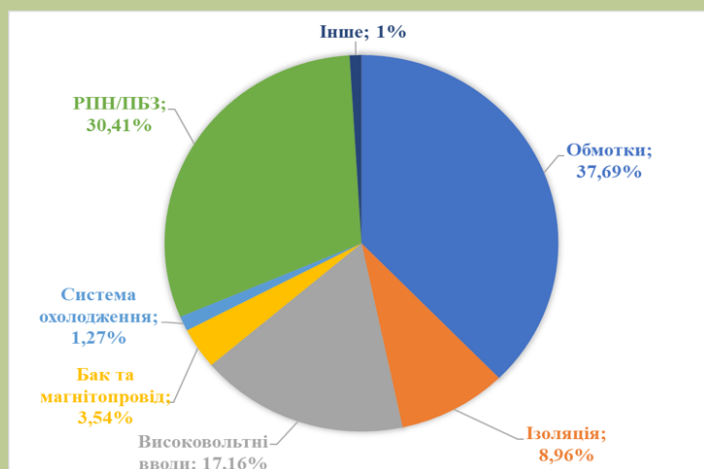
4

Схема принципу дії трансформатора



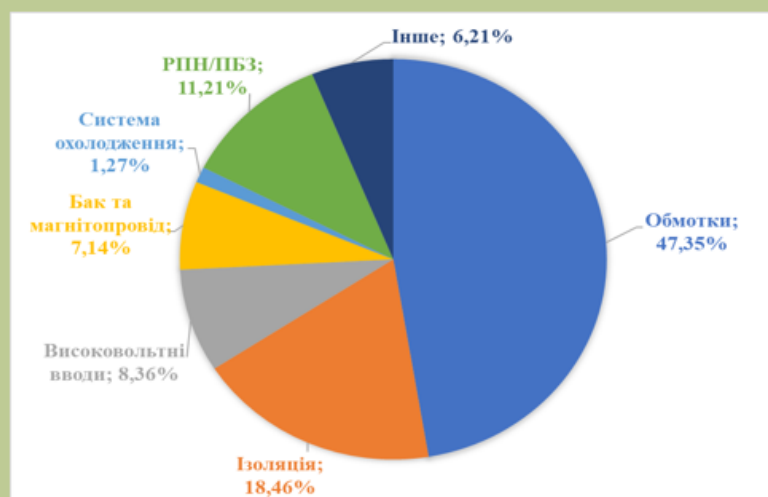
Статистика пошкодження елементів силового трансформатора, що спричинили порушення в його роботі, на підстанціях

5



Статистика пошкодження елементів силового трансформатора, що спричинили порушення в його роботі, поблизу генераторів

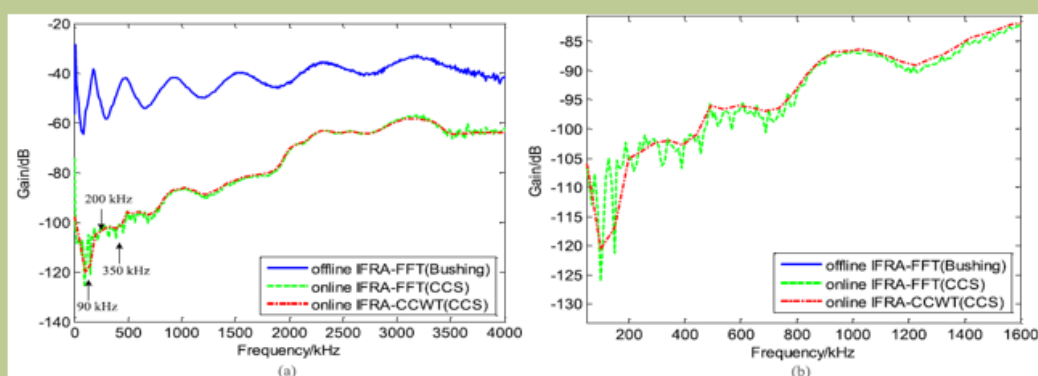
6



Регламентовані випробування та вимірювання

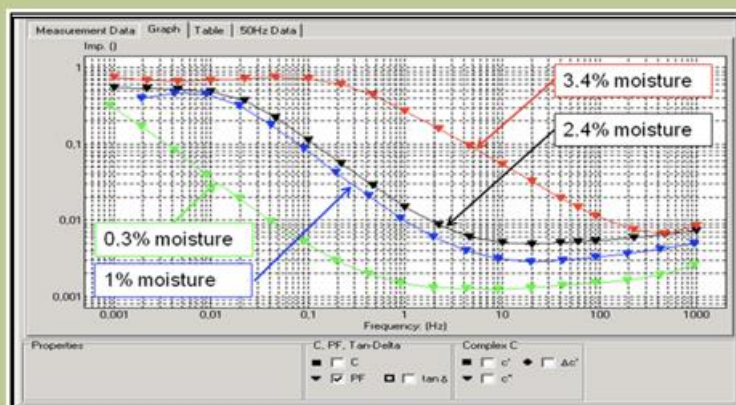
- Вимірювання опору ізоляції.
- Вимірювання тангенса кута діелектричних втрат.
- Випробування ізоляції підвищеною напругою.
- Вимірювання втрат неробочого ходу за зниженої напруги.
- Вимірювання опору обмоток постійному струму.
- Перевірка коефіцієнта трансформації.
- Перевірка групи з'єднання обмоток трифазних трансформаторів і полярності виводів однофазних трансформаторів.
- Вимірювання опору короткого замикання трансформатора.
- Перевірка роботи пристроїв перемикачів.
- Перевірка дії допоміжних елементів.
- Випробування бака на щільність.
- Перевірка систем охолодження.
- Вимірювання характеристик трансформаторної оливи.
- Оцінювання вологості твердої ізоляції.
- Випробування вводів.
- Випробування вбудованих трансформаторів струму (за наявності).
- Випробування трансформаторів увімкненням на номінальну напругу.

Результат обробки даних онлайн-експерименту FRA з увімкненим трансформатором:
а) 0–4000 кГц, б) 20–1600 кГц



9

Вимірювання DFR на декількох різних трансформаторах при різних температурах



10

Визначення дефекту за типовою діаграмою складу газів



Висновки

В даній бакалаврській кваліфікаційній роботі було виконано дослідження методів діагностики та умов експлуатації силових трансформаторів. В першому розділі було розглянуто особливості функціонування та призначення силових трансформаторів, зокрема, їх технічні характеристики та призначення. Також проаналізовано класифікацію та маркування силових трансформаторів.

В другому розділі роботи було досліджено конструктивні особливості силових трансформаторів. Що також не менш важливо, проаналізували принцип його дії.

В третьому розділі було досліджено умови експлуатації та особливості обслуговування силових трансформаторів. Зокрема, проаналізовано характерні несправності, особливості ремонту та обслуговування силових трансформаторів. Також дослідили статистику відмов силових трансформаторів та проаналізували особливості їх експлуатації.

В четвертому розділі було проаналізовано методи діагностики силових трансформаторів. Зокрема розглянули регламентовані випробування та вимірювання. Також провели аналіз перспективних методів та засобів діагностики силових трансформаторів. Провели аналіз двох нових методів, які вже використовують певні підприємства Європи та США.

В п'ятому розділі провели оцінку технічного стану трансформатора по виміряним даним. Зокрема провели аналіз розчинених газів в трансформаторному маслі, а також вимірювання втрат холостого ходу (неробочого ходу).

В шостому розділі було досліджено та сформовано технічні рішення щодо безпечної експлуатації об'єкта, що включало в себе технічні рішення щодо безпечної організації робочих місць та електробезпеку. Розроблені технічні рішення з гігієни праці та виробничої санітарії, а саме: мікроклімат, склад повітря робочої зони, виробниче освітлення, виробничий шум, виробничі вібрації. Також особлива увага була приділена пожежній безпеці.