

Центральноукраїнський національний технічний університет
Факультет автоматики та енергетики
Кафедра «Електротехнічні системи та енергетичний менеджмент»

“Допущено до захисту”
Зав. кафедрою ЕТС та ЕМ
к.т.н., професор
_____ Петро ПЛЄШКОВ
“ ____ ” _____ 2021р.

КВАЛІФІКАЦІЙНА РОБОТА
за другим (магістерським) рівнем вищої
освіти
на тему:

**«Дослідження вихрострумового методу діагностики
магнітопроводу електричних машин»**

Виконав здобувач вищої освіти
2 курсу магістратури, групи ЕЕ-20М
ОПП «Електротехнічні системи
електроспоживання»
спеціальності 141 «Електроенергетика,
електротехніка та електромеханіка»
_____ Владислав ЯНЕВИЧ
« ____ » _____ 2021р.
Керівник роботи
к.т.н., професор
_____ Сергій СЕРЕБРЕННІКОВ
« ____ » _____ 2021р.
Рецензент _____

Центральноукраїнський національний технічний університет

Факультет автоматики та енергетики

Кафедра електротехнічних систем та енергетичного менеджменту

Рівень вищої освіти другий (магістерський)

Галузь знань 14 «Електрична інженерія»

Спеціальність 141 «Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка»

Освітньо-професійна програма «Електротехнічні системи електроспоживання»

ЗАТВЕРДЖУЮ:

Завідувач кафедри

_____ Петро ПЛІШКОВ

«_____» _____ 2021 р.

ЗАВДАННЯ НА КВАЛІФІКАЦІЙНУ РОБОТУ ЗА ДРУГИМ (МАГІСТЕРСЬКИМ) РІВНЕМ ВИЩОЇ ОСВІТИ ЗДОБУВАЧА ВИЩОЇ ОСВІТИ

_____ Яневича Владислава Олександровича

(прізвище, ім'я, по-батькові)

1. Тема роботи Дослідження вихрострумowego методу діагностики
магнітопроводу електричних машин

Study of the eddy current method of magnetic circuit diagnostics of electric
machines

2. Керівник роботи Серебренніков Сергій Валентинович, к.т.н., професор
(прізвище, ім'я, по-батькові, науковий ступінь, вчене звання)

3. Строк подання роботи до захисту 30.11.2021 р.

4. Мета та завдання кваліфікаційної роботи Метою роботи є підвищення рівня ефективності
функціонування систем електропостачання за рахунок застосування системи моніторингу
силових трансформаторів.

Для досягнення поставленої мети у роботі розглянуто наступні завдання:

1) Огляд сучасного стану діагностики силових трансформаторів;

2) Дефектоскопія шихтованих магнітопроводів силових трансформаторів;

3) Розробка пристроїв для діагностики електротехнічної сталі;

4) Експериментальна діагностика якості електротехнічної сталі;

5) Визначена економічна ефективність впровадження системи моніторингу силових
трансформаторів.

5. Консультанти по роботі, із зазначенням розділів роботи

Розділ	Консультант	Підпис, дата	
		Завдання видав	Завдання прийняв
<i>Економічна частина</i>	<i>к.е.н, доц. кафедри економіки підприємств Журило І.В.</i>		
<i>Охорона праці</i>	<i>к.т.н., доц. кафедри "ЕТС та ЕМ" Савеленко І.В.</i>		

КАЛЕНДАРНИЙ ПЛАН

№ з/п	Назва етапів кваліфікаційної роботи	Строк виконання етапів роботи	Примітка
1	<i>Вступ. Аналіз проблеми підвищення рівня енергетичної ефективності СЕП. Огляд сучасного стану діагностики силових трансформаторів.</i>	10.09.21	
2	<i>Методи та моделі оцінювання рівня енергоефективності . Дефектоскопія шихтованих магнітопроводів силових трансформаторів.</i>	04.10.21	
3	<i>Розроблення пристроїв для діагностики електротехнічної сталі.</i>	18.10.21	
4	<i>Експериментальна діагностика якості електротехнічної сталі.</i>	01.11.21	
5	<i>Економічна ефективність впровадження системи моніторингу силових трансформаторів.</i>	15.11.21	
6	<i>Охорона праці</i>	22.11.21	
7	<i>Висновки. Оформлення списку використаних джерел</i>	25.11.21	
8	<i>Оформлення презентаційної частини КР</i>	30.11.21	

Дата видачі завдання

«__6__» __09__ 2021 р.

Підпис керівника _____

Сергій СЕРЕБРЕННИКОВ

Завдання прийнято до виконання

«__6__» __09__ 2021 р.

Підпис здобувача _____

Владислав ЯНЕВИЧ

АННОТАЦІЯ

Яневич В. О. Дослідження вихрострумового методу діагностики магнітопроводу електричних машин

Кваліфікаційна робота за другим (магістерським) рівнем вищої освіти за спеціальністю 141 "Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка" освітньої програми «Електротехнічні системи електроспоживання». – Центральноукраїнський національний технічний університет: Кропивницький, 2021 р.

Метою кваліфікаційної роботи є підвищення ефективності функціонування систем електропостачання за рахунок застосуванні системи моніторингу шихтованого магнітопроводу силових трансформаторів.

Виконано аналіз сучасного стану діагностування силових трансформаторів, визначений набір інформативних параметрів діагностики; проведено моделювання взаємодії прямокутного індуктора з вертикально-шаровими середовищами.

Розроблено математичну модель для економічної оцінки технічних заходів з підвищення ефективності функціонування СЕП; виконано аналіз результатів впровадження системи моніторингу.

Результати досліджень можуть бути використані під час розробки та впровадженні систем моніторингу технічного стану силових трансформаторів.

СИЛОВИЙ ТРАНСФОРМАТОР, ШИХТОВАНЕ ОСЕРДЯ, ДЕФЕКТ, ВИХРОВИЙ СТРУМ, ВТРАТИ, ДІАГНОСТИКА, МОНІТОРИНГ,

ABSTRACT

Yanevych V.O. Research of eddy current method of diagnostics of magnetic circuit of electric machines

Qualification work on the second (master's) level of higher education in the specialty 141 "Electric power, electrical engineering and electromechanics" of the educational program "Electrical power consumption systems". - Central Ukrainian National Technical University: Kropyvnytskyi, 2021.

The purpose of the qualification work is to increase the efficiency of power supply systems through the use of a monitoring system of the charged magnetic circuit of power transformers.

The analysis of the current state of diagnosing power transformers is performed, a set of informative parameters is determined; the interaction of a rectangular inductor with vertical-layer media is modeled.

A mathematical model for economic evaluation of technical measures to improve the efficiency of EPS; the analysis of the results of the monitoring system implementation was performed.

The results of research can be used during the development and implementation of monitoring systems for power transformers.

POWER TRANSFORMER, CHANGED CORE, DEFECT, VORTICAL CURRENT, LOSSES, DIAGNOSTICS, MONITORING,

ЗМІСТ

	ст.
ПЕРЕЛІК УМОВНИХ ПОЗНАЧЕНЬ	8
ВСТУП	9
1. ОГЛЯД СУЧАСНОГО СТАНУ ДІАГНОСТИКИ СИЛОВИХ ТРАНСФОРМАТОРІВ	111
1.1. Основні види дефектів силових трансформаторів	122
1.2. Способи діагностики силових трансформаторів.....	155
1.3. Методи діагностування трансформаторів.....	18
2. ДЕФЕКТОСКОПІЯ ШИХТОВАНИХ МАГНІТОПРОВODІВ СИЛОВИХ ТРАНСФОРМАТОРІВ	28
2.1. Аналіз дефектів шихтованого магнітопроводу трансформаторів	28
2.2. Зміна параметрів трансформатора з часом	29
2.3. Електромагнітні властивості сталі і вплив температури. Втрати від вихрових струмів	30
2.4. Аналіз втрат на вихрові струми та гістерезис в сталі.....	32
3. РОЗРОБКА ПРИСТРОЇВ ДЛЯ ДІАГНОСТИКИ ЕЛЕКТРОТЕХНІЧНОЇ СТАЛІ.....	39
3.1. Розрахунок втрат у шихтованому магнітопроводі	39
3.2. Діагностика пакету електротехнічної сталі	46
4. ЕКСПЕРИМЕНТАЛЬНА ДІАГНОСТИКА ЯКОСТІ ЕЛЕКТРОТЕХНІЧНОЇ СТАЛІ.....	50
4.1. Діагностики пакету сталі залежно від температури відпалу.....	49
4.2. Контроль втрат в сталі і зміни магнітного потоку	52
4.3. Критерії діагностики електротехнічної сталі	59
5. ЕКОНОМІЧНА ЕФЕКТИВНІСТЬ ВПРОВАДЖЕННЯ СИСТЕМИ МОНІТОРИНГУ СИЛОВИХ ТРАНСФОРМАТОРІВ.....	72
6. ОХОРОНА ПРАЦІ.....	83

ВИСНОВКИ.....	85
ПЕРЕЛІК ПОСИЛАНЬ.....	86
ДОДАТОК А.....	90

ПЕРЕЛІК УМОВНИХ ПОЗНАЧЕНЬ

- ВС – вихровий струм;
- ВСП – вихрострумовий перетворювач;
- ЕТС – електротехнічна сталь;
- КЗ – коротке замикання;
- ПС – пакет сталі;
- ННТ – найбільш нагріта точка;
- ПЗР – планово-запобіжний ремонт;
- РПН – регулювання під напругою;
- СЕП – система електропостачання;
- СМ – система моніторингу;
- СО – система охолодження;
- СТ – силовий трансформатор;
- ЧР – частковий розряд.

ВСТУП

Надійність і безперебійність роботи силових електротехнічних систем визначається роботою її елементів – силових трансформаторів, що забезпечують узгодження і перетворення параметрів електроенергії.

Проблема доремонтної діагностики шихтованого магнітопроводу силових трансформаторів, є вельми актуальною, оскільки температурний відпал електротехнічної сталі призводить до зниження магнітної індукції, зростання втрат в сталі внаслідок руйнування міжлистової ізоляції та механічних пошкоджень. Моніторинг фактичного стану силових трансформаторів в процесі експлуатації під напругою, вважається одним з найефективніших напрямів на сьогоднішній день.

Треба зазначити, що трансформатори з дефектами можуть експлуатуватися ще багато років, причому більшості аварій можна запобігти, використовуючи моніторинг (рис.1), за якого переходять від жорсткої регламентації планово-запобіжних ремонтів (ПЗР) до обслуговування за фактичним станом електроустаткування.

Оцінка фактичного стану устаткування заснована на контролі параметрів електроустаткування за аварійним рівнем сигналу.

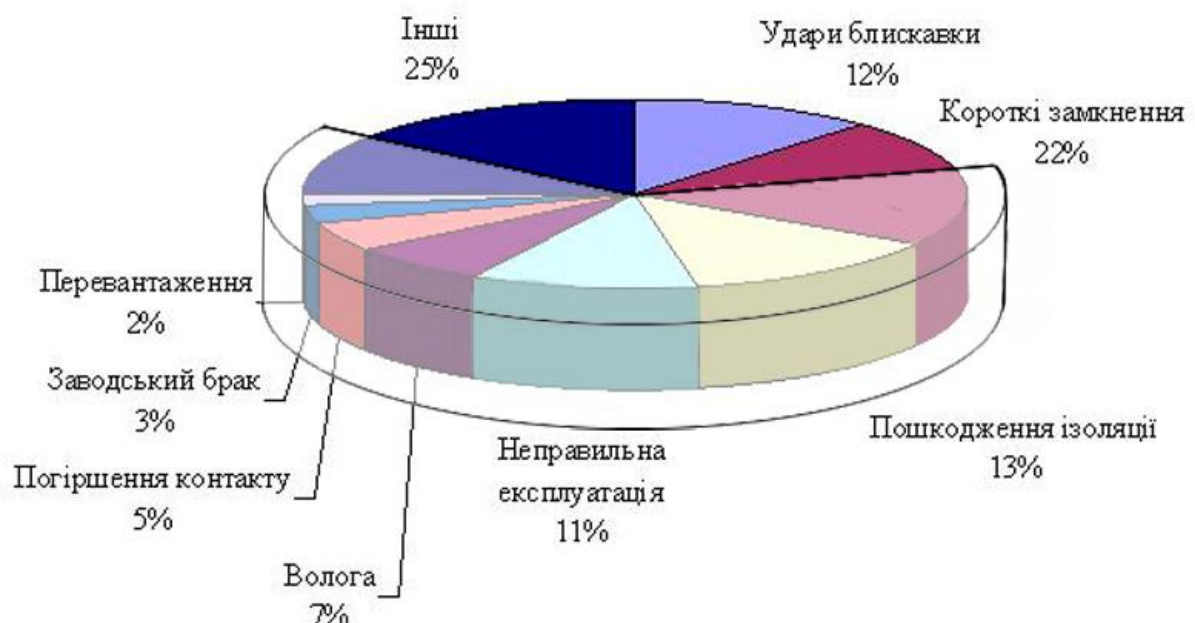


Рисунок 1 – Причини аварій в силових трансформаторах

Головним завданням діагностики є запобігання аваріям устаткування та прогнозування залишкового ресурсу надійності.

Безконтактні методи діагностування на працюючому устаткуванні мають особливий інтерес для визначення термінів безаварійної експлуатації. До таких методів належать: вихрострумний контроль, магнітний контроль, тепловізійне діагностування тощо.

Електромагнітні процеси збудження вихрових струмів в середовищі знаходять застосування для розробки засобів вихрострумного контролю параметрів середовища під впливом збуджуючого поля, яке дозволяє оцінити глибину і ширину зони контролю.

Для цього треба визначити залежність імпедансу R , що вноситься до перетворювача від його розмірів та форми, розташування щодо контрольованого середовища, а також від його електромагнітних властивостей.

В магістерській роботі було поставлено та вирішено завдання:

1. Дослідити імпеданс, що вноситься у вихрострумний перетворювач (ВСП) середовищем
2. Розрахувати вихровий струм, що збуджується ВСП в провідному пласкому середовищі
3. Дослідити взаємозв'язок між параметрами ВВС й імпедансом, що вноситься до ВСП
4. Розробити пристрій для діагностики електротехнічної сталі осердь СТ.

1. ОГЛЯД СУЧАСНОГО СТАНУ ДІАГНОСТИКИ СИЛОВИХ ТРАНСФОРМАТОРІВ

Здатність електроустаткування до безаварійної роботи визначається технічним станом і залишковим робочим ресурсом. За сучасних умов доцільно переходити від системи ПЗР, яка передбачала профілактичне обслуговування і ремонт електроустаткування через певні терміни, до системи обслуговування за фактичним технічним станом електроустаткування [1]. Оскільки будь-яке втручання в електроустаткування призводить до зниження його надійності, зменшення терміну служби, порушення з'єднань й інтенсивного спрацювання елементів та ушкодження окремих деталей та вузлів.

Експлуатація за технічним станом потребує додаткової інформації щодо реального технічного стану електроустаткування та прогнозу часу його подальшої експлуатації. Це передбачає встановлення на устаткування додаткових давачів, за сигналом з яких можливе в процесі діагностування визначення залишкового робочого ресурсу.

Метою діагностування електроустаткування є досягнення найбільш економічної експлуатації при заданому рівні надійності та зменшення витрат на технічне обслуговування й ремонт.

Задачі діагностики полягають у встановленні необхідності: виконання поточних та капітальних ремонтів, заміни певних деталей та вузлів, проведення регулювань, встановлення причин відмов устаткування [2, 3, 4].

Очевидно, що відмови електроустаткування створюють аварійні ситуації, призводять до перевитрат, пов'язаних із зупиненням електропостачання та псуванням устаткування і продукції.

Силові трансформатори забезпечують перетворення електроенергії від генераторів до споживачів. Трансформатори власних потреб ТВП забезпечують надійну роботу допоміжного електроустаткування і працюють в режимі перевантаження в моменти запуску потужних електродвигунів.

Заміна в енергогосподарствах застарілого устаткування сучасним [5, 6]. вимагає великих капіталовкладень і тривалого часу.

Тому актуальним є продовження експлуатації електроенергетичного устаткування понад встановлений термін служби, прогнозування технічного стану із збереженням надійності його експлуатації.

1.1. Основні види дефектів силових трансформаторів

Трансформатори є в складі устаткування всіх електростанцій і підстанцій, – підвищуючих, знижуючих та розподільних, перетворювальних пристроїв тощо.

Розглянемо характерні пошкодження трансформаторів. Пошкодження можуть бути викликані причинами: дефектами виготовлення, недоробкою конструкції, порушеннями технології монтажу, правил експлуатації, неякісним ремонтом. Дефекти проявляються після довготривалої дії несприятливого чинника. Своєчасне виявлення дефекту дозволяє вжити заходів з попередження його розвитку та збереження працездатності.

Поширеним видом пошкодження СТ напругою 110кВ є високовольтні вводи. При тривалій експлуатації погіршуються ізоляційні характеристики масла, внаслідок чого виникають ЧР, вздовж ізоляції починає утворюватися «повзучий» розряд, утворюючи малюнок з ослабленою ізоляцією – відбувається пробій ізоляції з КЗ. Пробій може відбутися і якщо при ремонті погано просушена ізоляція.

Герметичні вводи більш надійні, ніж негерметичні. У негерметичних та герметичних вводах може бути порушення герметичності внаслідок неправильного збору вузла, тощо. При нещільності волога з атмосфери може просочуватись в масло.

Іншим видом пошкодження є пошкодження РПН від неправильного регулювання контактної системи та невчасної заміни трансформаторного масла. Час між спрацьовуванням дугогасячих контактів при перемиканні визначається десятими долями секунди. Якщо масло втратило свої дугогасячі

властивості, то гасіння дуги затягується і відпайки трансформатора можуть замкнутися через електричну дугу, а не через дугогасячий резистор.

До пошкоджень пристроїв РПН призводить й забруднення ізолюючих деталей, ослаблення кріплень тощо.

До важких наслідків призводять пошкодження обмоток трансформаторів. Непросушений електрокартон, брудне трансформаторне масло викликають порушення роботи твердої ізоляції, розбухання ізоляції, порушення охолодження, перевантаження трансформатора тощо.

В зв'язку із зростанням енергетичних потужностей зростає потужність КЗ і електродинамічна стійкість обмоток до дії КЗ може виявитися замалою. В результаті обмотка деформується чи руйнується.

Пошкодження в сталі трансформатора призводять до утворення короткозамкнутих контурів. КЗ контур може утворитися в пакеті магнітопровода і в елементах заземлення магнітопровода. Короткозамкнутий контур викликає підвищений перегрів, що погіршує властивості масла і може відбутися пошкодження ізоляції трансформатора.

Впливають на працездатність трансформатора допоміжні вузли. Так, пошкодження системи охолодження призводить до потрапляння металевих частинок в масло, зниження або перевищення рівня масла.

Огляд видів пошкоджень показує, що вони розвиваються поступово. Отже, якщо здійснювати контроль стану трансформаторів, то дефекти можна виявити до моменту, коли буде перевищена критична якість. Тоді можна вивести трансформатор в ремонт, запобігши виникненню аварії.

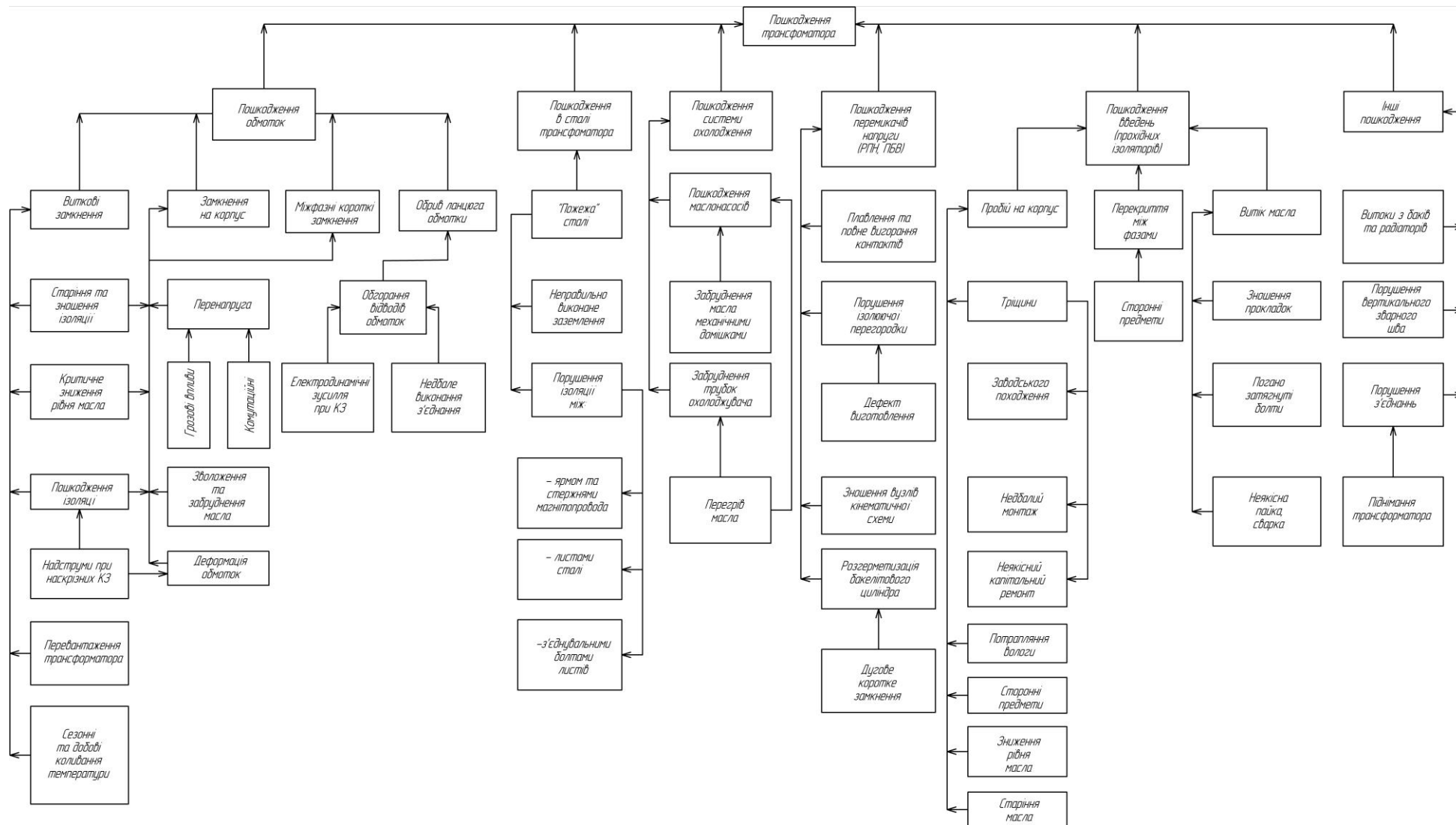


Рисунок 1.2 - Схема видів дефектів трансформаторів

1.2. Способи діагностики силових трансформаторів

Для огляду внутрішніх вузлів закритого масляного трансформатора, треба його відключити, злити масло, виконати контроль, а потім знову залити масло і перед включенням потрібно сушіння трансформатора. Пов'язані з цим труднощі примусили шукати такі методи контролю трансформатора, які б не вимагали його розкриття.

Для трансформаторів необхідність капремонтів визначають за наслідками випробувань протягом всього терміну служби. Це стало можливим завдяки розвитку способів контролю і діагностики стану трансформаторів, за котрими визначають працездатність агрегату.

Для уточнення місця та характеру дефекту використовують візуальні, фізичні, механічні, хімічні способи діагностики стану та їх комбінації. Тау, зволоження трансформаторного масла може бути визначене шляхом хімічного аналізу, або візуально – за зміною індикаторного кольору. Наявність електричних зарядів в маслі може бути визначене при хроматографічному аналізі розчинених газів, або вимірюванням за допомогою індикатора ЧР.

Контроль за станом трансформатора починається засобами діагностики ще на стадії виготовлення, – перевіряють якість ізоляційних та активних матеріалів, , якість збірки окремих вузлів. При транспортуванні здійснюють контроль за герметичністю трансформатора і за дією механічних зусиль. Трансформатор вимагає контролю як при зберіганні, так і в процесі монтажу. Після монтажу, перед введенням в експлуатацію, трансформатор випробовують згідно ПУЕ.

Проте найбільший об'єм діагностики стану трансформаторів здійснюють в процесі експлуатації.

Порядок перевірки стану трансформаторів регламентовано директивними методичними матеріалами, описаними в Нормх випробування електроустаткування [8] та Інструкції з експлуатації трансформаторів [7]. Періодичність контролю трансформатору встановлює Правила технічної

експлуатації (ПТЕ). Випущено методичні матеріали з діагностики стану трансформаторів, наприклад, – "Вказівки з виявлення пошкоджень трансформаторів шляхом хроматографічного аналізу розчинених в маслі газів" [9].

Для контролю режиму роботи трансформатори обладнують контрольно-вимірювальними приладами. Під'єднування приладів вимірювання залежать від пункту встановлення трансформатора, призначення, потужності, та інших чинників [10]. На СТ потужністю 1 МВА і більше зі сторони кожної напруги в та в кожній фазі встановлюють по амперметру. Контроль напруги здійснюють вольтметрами на збірних шинах, на стороні низької напруги. На рис. приведена схема підключення електровимірювальних приладів до трансформатора 1 МВА 6/0,4кВ.

Розрахункові лічильники енергії встановлюють на стороні середньої і вищої напруги 3-обмоткових трансформаторів і на стороні вищої напруги 2-обмоткових. На кінцевих трансформаторах лічильники встановлені на стороні нижчої напруги. На стороні ВН 3-обмоткового трансформатора 220/110/10кВ включені лічильник активної енергії, ватметр і три амперметри. Напругу вимірюють трьома вольтметрами, підключеними шин ВН і на стороні СН. По одному вольтметру і амперметру встановлюють на стороні НН.

У 3-обмоткових трансформаторах, при підключенні до обмотки НН синхронного компенсатора або генератора, коли потужність передається у бік СН, необхідно контролювати навантаження загальної обмотки трансформатора СН, струм в СН вимірюється одним амперметром.

У однофазних трансформаторах амперметр включають через трансформатор струму, що встановлений на вводі нейтралі (рис.1.3, а). В трифазних трансформаторах амперметр включають на суму лінійних струмів сторін СН і ВН через трансформатори струму.

На трансформатори встановлюють й інші контрольні засоби, так, рівень масла визначають за масловказівником. Температуру масла перевіряють за

показами манометричного термометра, який має два рухомих сигнальних контакти.

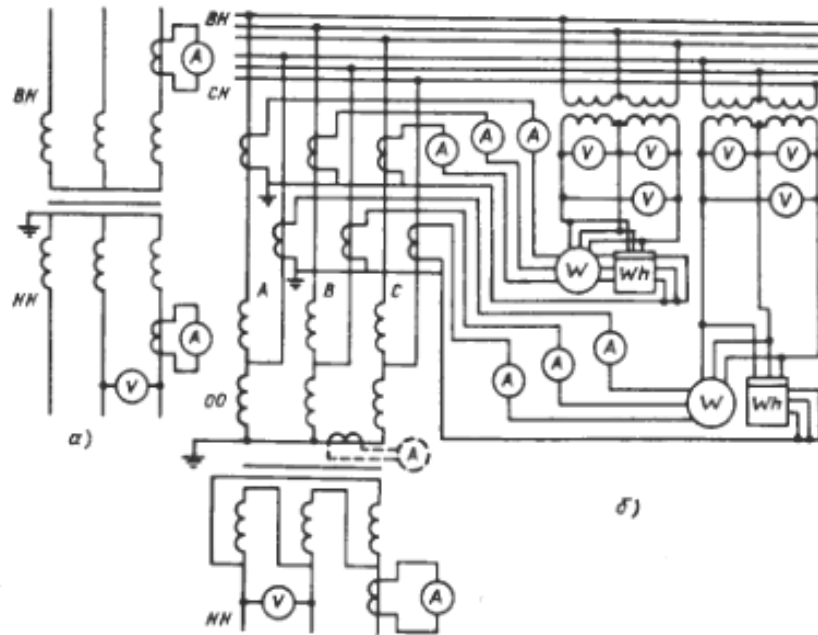


Рисунок 1.3 - Схеми підключення електровимірювальних приладів: а - до трансформатора 1 МВА, 6/0,4 кВ

Для контролю за тиском масла встановлюються манометри на герметичних маслонаповнених вводах трансформаторів. Про стан трансформаторного масла інформацію може дати заміна кольору індикаторного силікагелю. Пристрої охолодження трансформаторів забезпечуються сигналізацією про припинення роботи системи охолодження – циркуляції масла, про включення резервного джерела живлення, про відключення електронасосу. На всіх системах охолодження встановлюють манометри для контролю за тиском і інші вимірювальні та індикаторні пристрої.

1-шу групу заходів з діагностики стану трансформаторів складають заходи, які не вимагають доторкання до працюючого трансформатора. Це зовнішні огляди трансформаторів, а також контроль за показами засобів вимірювання, сигнальних пристроїв

До 2-ої групи відносять заходи, що не вимагають відключення трансформатора, і пов'язані з дотиком до пристроїв: при відборі проб масла для контролю електричних властивостей та хроматографічного аналізу розчинених газів, або хімічного аналізу масла; вимірювання вібрації бака трансформатора; вимірювання рівня ЧР; відбір газу з газового реле тощо.

3-тя група включає заходи, котрі виконують на відімкненому трансформаторі — випробування стану ізоляції, обмоток, магнітопровода, вводів, перемикаючих пристроїв, допоміжного устаткування, огляд, різноманітні види ревізій тощо.

До 4-ої групи відносять заходи на і, котрий виведений з роботи в ремонт. Тут проводить повний аналіз стану трансформатора для виявлення об'єму ремонту. Проте, рішення про вивід трансформатора в ремонт приймається за результатами діагностичних операцій з перших трьох груп.

1.3. Методи діагностування трансформаторів

. Задачі, які розв'язує діагностування в процесі роботи СТ [11]:

- виявлення дефектного стану трансформатора;
- визначення характеру дефекту та його локалізація;
- оцінка працездатності трансформатора;
- прогноз залишкового ресурсу та визначення обсягів необхідного ремонту.

В [12] зазначається, що старіння ізоляції істотно залежить від режимів роботи трансформатора, — коли завантаження трансформаторів підвищене, то інтенсивніше протікає старіння їхньої ізоляції.

Закордонні спеціалісти вважають доцільним проведення неперервного контролю стану СТ шляхом створення діагностичних та експертних систем [13].

З аналізу літератури [14, 15] випливає, що для діагностування СТ застосовують понад 20 новітніх видів випробувань та контролю СТ, враховуючи досягнення в області науки.

У роботі [16] охарактеризовано набір типових процедур перевірки працездатності СТ, показано, що відомі підходи не виключають створення нових засобів діагностування.

У роботах [17-19] пропонують методи, що виявляють залишкову деформацію обмоток внаслідок електродинамічних зусиль, які виникають в обмотках трансформатора під дією струмів КЗ. У [17] залишкову деформацію обмоток виявляють методом низьковольтних імпульсів шляхом порівняння дефектограм, знятими після ремонту трансформатора з дефектограмами після дії струмів КЗ. Ступінь деформації обмоток з'ясовують зі спектрального аналізу щодо появи нових гармонічних складових. У [20-22] показано, що деформації не перешкоджають подальшій експлуатації трансформатора, але в місцях деформацій виникають ЧР та погіршуються результати хроматографічного аналізу.

У разі появи КЗ з аперіодичною складовою струму, можливий аварійний вихід трансформатора з ладу.

В роботі [18] пропонується до і після аварійної ситуації порівняння амплітудно-частотних та фазо-частотних характеристик.

Аналіз фізико-хімічних процесів в ізоляції зроблено в роботі [19]. Показано, що погіршення стану ізоляції, підвищення вологості трансформаторного масла, розвиток іонізаційних процесів в ізоляції, наявність домішок в твердій та рідкій ізоляціях тощо, викликає внутрішні КЗ.

Як виявлено [23], при перегріванні ізоляції струмами навантаження в обмотках, вплив вологи в ізоляції пов'язаний з утворенням газових та парових кульок, що виділяються з масла.

Вказані методи є ефективними, але складними для дослідження трансформатора, і який необхідно виводити з експлуатації. Крім того, це передбачає наявність даних щодо технічного стану в різних режимах роботи трансформаторів.

В результаті наукових досліджень [24] показано, що надійність роботи трансформатора залежить від вологовмісту в його ізоляції – для нових

трансформаторів допускається зволоження ізоляції до 2%, а для трансформаторів в експлуатації - до 4% [14]. Задля визначення вмісту води в ізоляції використовують: аналіз ємності і тангенса кута діелектричних втрат ізоляції від частоти або аналіз кривих струму заряду/розряду ізоляції. У [25] показано, що процеси деградації целюлозної ізоляції обмоток викликають розвиток дегідратації і зниження міцності паперу. З рівня полімеризації ізоляції обмоток, що викликає виткові замикання при зниженні механічної міцності паперу та підвищення концентрації води, можна судити про стан ізоляції обмоток трансформатора і відслідковувати спрацювання робочого ресурсу [26].

Для продовження терміну експлуатації передбачають регенерацію целюлозної ізоляції обмоток шляхом відмивання поверхнево-активними речовинами [27]. У закордонній практиці застосовують очищення трансформаторного масла від окислених продуктів старіння паперово-масляної ізоляції, використовують регенераційне масло для очищення ізоляції від продуктів, що прискорюють старіння, шлакоутворення та дегідратацію ізоляції обмоток [28, 29].

Вологовміст твердої ізоляції СТ визначають за зразками використовуваної ізоляції перед введенням в експлуатацію. В процесі експлуатації допускається оцінка вологовмісту з результатів діелектричних характеристик трансформатора [31] та розрахунковим шляхом.

В роботі [32] викладені дослідження працездатності обмоток СТ, які передбачають виявлення та контролювання інтенсивності ЧР, які викликані впливом багатьох факторів і мають місце при роботі електроустаткування. Для виявлення ЧР в ізоляції найбільш поширені акустичний та електричний методи.

Відслідковування зміни індуктивного імпедансу трансформатора передбачає підхід в [33], за яким прогнозується поява пошкоджень в обмотках.

Пристрої РПН силового трансформатора також істотно впливають на працездатність трансформаторів в цілому. В роботі [34] запропоновано спосіб

оцінки параметрів контактів пристрою РІНІ без розбирання трансформатора шляхом аналізу осцилограм сигналів по кожному каналу керування за характерними точками.

Іншим підходом до діагностування працездатності пристрою РПН СТ є застосування нейро-нечіткої моделі для перевірки силового трансформатора в процесі експлуатації.

Надійність роботи пристрою РПН СТ підвищують, коли застосовують автоматизовані контрольнодіагностичні системи.

При застосуванні методів тепловізійного діагностування технічного стану електроустаткування, можливо виявлення пошкоджень, що розвиваються на ранній стадії, або в передаварійному стані і не дозволяють прогнозувати вичерпання ресурсу ізоляції трансформатора в процесі експлуатації.

Ефективним є тепловізійне дослідження систем охолодження СТ на працюючому обладнанні, що дозволяє виявляти неефективність охолодження через забруднення ребер радіаторів, фільтрів і патрубків, дефекти циркуляційного маслосососу, що призводять до перекосу теплових полів системи охолодження, внаслідок чого температура підвищується.

Перерахуємо методи діагностування технічного стану високовольтних вводів силових трансформаторів:

1. Метод, що ґрунтується на вимірюванні імпедансу ізоляції .
2. Метод контролю ущільнень вводів дозволяє запобігти витіканню масла.
3. Метод, що забезпечує індикацію і лання часткових розрядів.
4. Метод контролю, що базується на вимірюванні тангенса $tg \delta$ і ємності ізоляції. Вимірювання $tg \delta$ дозволяє виявити погіршення ізоляції на ранній стадії з кривих іонізації. Вимірювання ємності сприяє виявленню місцевих дефектів, пробій частини ізоляції.
5. Метод дослідження в лабораторних умовах трансформаторного масла – визначає електрична міцність, колір масла, тангенс кута діелектричних втрат, температура спалаху, механічні домішки, вологовміст, кислотне число.

6. Метод дефектоскопії, оснований на хроматографічному аналізі газів, розчинених в маслі. Для достовірності виявлення дефектів доцільно контролювати вміст іонолу та фуранових речовин в маслі.

7. Метод контролю ізоляції вводів, що полягає у вимірюванні ємнісного струму небалансу у нульовому проводі зірки із з'єднання відводів трьох вводів трансформатора.

8. Методи діагностування стану ізоляції - вимірювання магнітної індукції на стінках баку, акустичний шум і електромагнітне випромінювання, фіксація струму і імпульсів розряду.

У роботі [34] запропонований пристрій для вимірювання імпедансу постійного струму обмоток трансформатора, який застосовується при комплексних обстеженнях трансформаторів. Пристрій дозволяє з високою точністю автоматизувати режим вимірювання імпедансу постійному струму обмоток.

Для вимірювання втрат холостого ходу трансформаторів застосовується пристрій, в якому, за рахунок фіксації напруги, струму, частоти і потужності втрат холостого ходу підвищується точність вимірювань.

Відомий пристрій діагностування замикань в трансформаторі, принцип якого полягає у подачі на вимірювальний контур високочастотного сигналу та порівняння виміряного сигналу з еталонним значенням.

Пристрої, що дозволяють діагностувати пошкодження обмоток від струмів короткого замикання шляхом вимірювання частотних характеристик струму в обмотках, як реакцією на тестовий сигнал.

Відомий спосіб контролю технічного стану обмоток, що передбачає вимірювання напруг, струмів, частоти мережі та температури з подальшим порівнянням з еталонними.

Пристрій для контролю і захисту СТ від деформацій обмоток, що забезпечується постійним визначенням відхилення індуктивності від базової. Порівнянням фактичного значення імпедансу КЗ обмоток з еталонним реалізується висновок про ступінь деформації обмоток.

Реалізовано спосіб виявлення короткозамкнутих витків, де передбачається підключення до обмоток напруги змінної частоти та вимірювання параметрів резонансного контуру обмоток. Наявність КЗ виявляють з частотного максимуму.

Відомий пристрій контролю ізоляції СТ, робота якого базується на зміщенні частотної характеристики в напрямку зменшення частоти при погіршенні ізоляції. Сигнали широкосмугового генератора синусоїдальних імпульсів подаються на обмотки і з опрацьованому за матмоделлю відклику, робиться висновок про динаміку стану.

Для діагностування несправностей пристрою РПН передбачається вимірювання тривалості процесу перемикавання по кривій струму та визначення тривалості в замкнутому/розімкнутому положеннях контактів контактора.

Передбачається діагностування стану СТ шляхом відслідковування зміни параметрів: динамічна стійкість обмоток з вимірюваних значень напруги та струму; діючі значення та фаза струмів і напруги, за якими визначаються опір та втрати к.з. і холостого ходу, активних опорів кожної обмотки, коефіцієнта трансформації, імпедансу нульової послідовності.

Існує підхід, який передбачає діагностування опресування обмоток за спектральною густиною електрорушійної сили.

Значна увага приділяється вимірюванню робочого ресурсу СТ за старінням ізоляції через вимірювання навантаження трансформатора.

Пристрій для контролю спрацювання робочого ресурсу обмоток за температурою найбільшої нагрітої точки обмоток, а також прогнозування старіння з визначенням залишкового ресурсу високовольтних вводів з рівня інтенсивності ЧР.

Структурна схема пристрою діагностування трансформатора зображена на рис. 1.5: 1 - сенсор температури; 2, 6, 34, 35, 45 - перетворювачі; 5 - сенсор напруги; 4, 11, 12, 13 - підсилювачі; 3, 14, 36 - суматори; 7 - пристрій зберігання; 8, 9, 10, 37 - перетворювачі функціональні; 15 - блок множення; 16 - ДЦП; 18, 19 - цифрові суматори; 17, 20, 25 - регістри; 21, 22 - блоки задачі

ресурсу; 23, 24 - компаратори; 29, 40 - генератори імпульсів: 30, 42, 49 - лічильники імпульсів; 27, 28, 47, 51 - індикатори; 31 - дешифратор; 32 - сенсор температури обмотки; 33 - сенсор струму; 39 - тригер; 38, 46 - компаратори; 43 - ЦАП; 44 - сенсор тиску; 48 - блок уст. нуля.

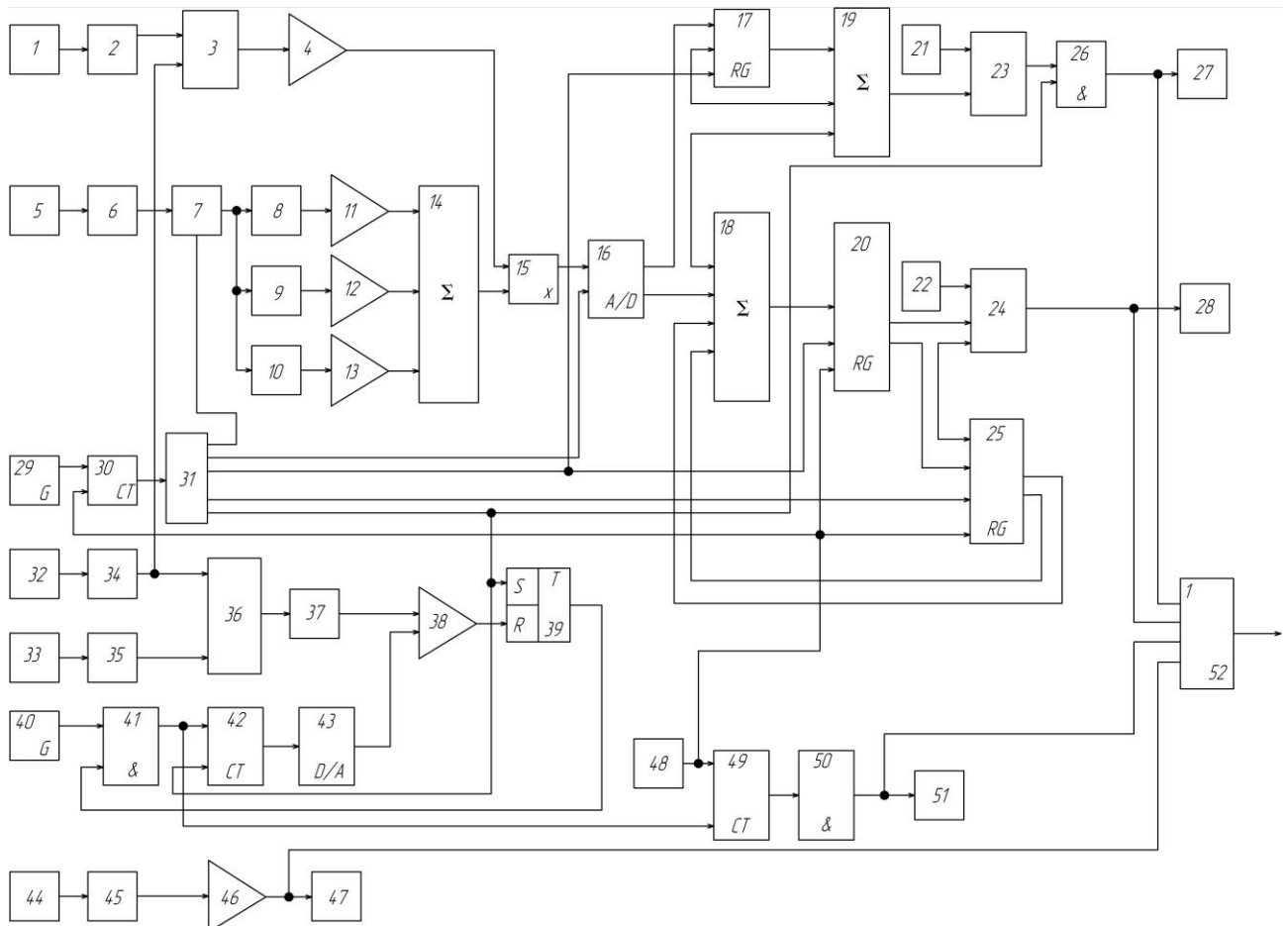


Рисунок 1.5 - Структурна схема пристрою діагностування трансформатора

Принцип роботи полягає в обробці за матмоделлю сигналів від здавачів: напруги 5, струму 33, температури навколишнього середовища 1, найвищої температури обмотки 32, тиску 44, з подальшим рішенням щодо спрацювання робочого ресурсу обмоток, з теплового старіння ізоляції, спрацювання ресурсу високовольтних вводів (за інтенсивності ЧР та швидкості їх наростання).

Залишковий робочий ресурс ізоляції записується до лічильнику 49, а залишковий ресурс високовольтних вводів – до регістру 20.

Запропонований пристрій для моніторингу реального стану електроустаткування, який дозволяє контролювати робочі параметри та керувати системами трансформатора. Пристрій забезпечує вимірювання миттєвих та діючих струмів, напруги і температур обмоток, в системі охолодження, рівень масла, газо- та вологовміст масла, концентрацію розчинених газів, струми витоку ізоляції. Пристрій дозволяє аналізувати зміну параметрів трансформатора при експлуатації для оцінки дефектів, що розвиваються.

З проаналізованих публікацій випливає, що частина засобів діагностування СТ непридатні для неперервного оцінювання технічного стану трансформаторів. Технічні засоби, що реалізують на працюючому обладнанні, не перекривають завдань моніторингу, що виникають в процесі роботи СТ. Очевидно, що розроблюючи нові матмоделі, можливо розв'язувати задачі діагностування СТ.

Висновки

Трансформатори забезпечують процеси передачі та розподілу електроенергії, а тому мають високі вимоги щодо надійності функціонування.

Задачі, які розв'язують в процесі діагностування:

- виявлення дефектного стану трансформатора;
- визначення характеру дефекту та його локалізація;
- оцінка здатності нормально працювати, прогноз залишкового ресурсу та визначення необхідного ремонту.

Метою діагностування електроустаткування є найбільша економічність експлуатації при заданому рівні надійності і скорочення витрат на обслуговування і ремонт. Мета досягається відслідковуванням технічного стану устаткування в процесі експлуатації, що дозволяє запобігати відмовам,

скорочувати простої, проводити заходи з підтримки здатності працювати відповідно з даними діагностування.

Архітектура системи моніторингу показана на рис. 1.6.

На основі аналізу підходів до технічного діагностування СТ здійснено впорядкування класифікації методів та засобів контролю. Запропонована класифікація показана на рис. 1.7.

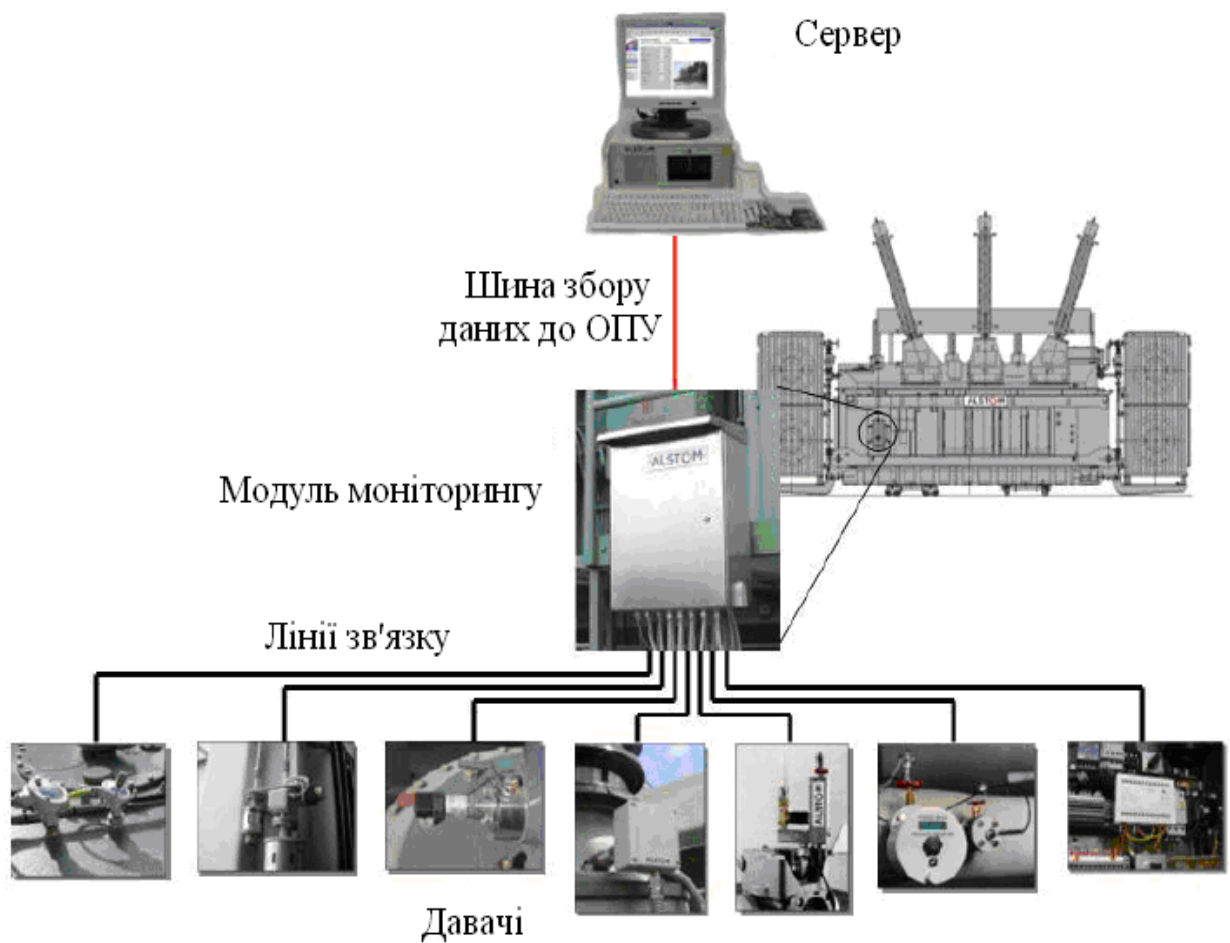


Рисунок 1.6 - Типова архітектура системи моніторингу

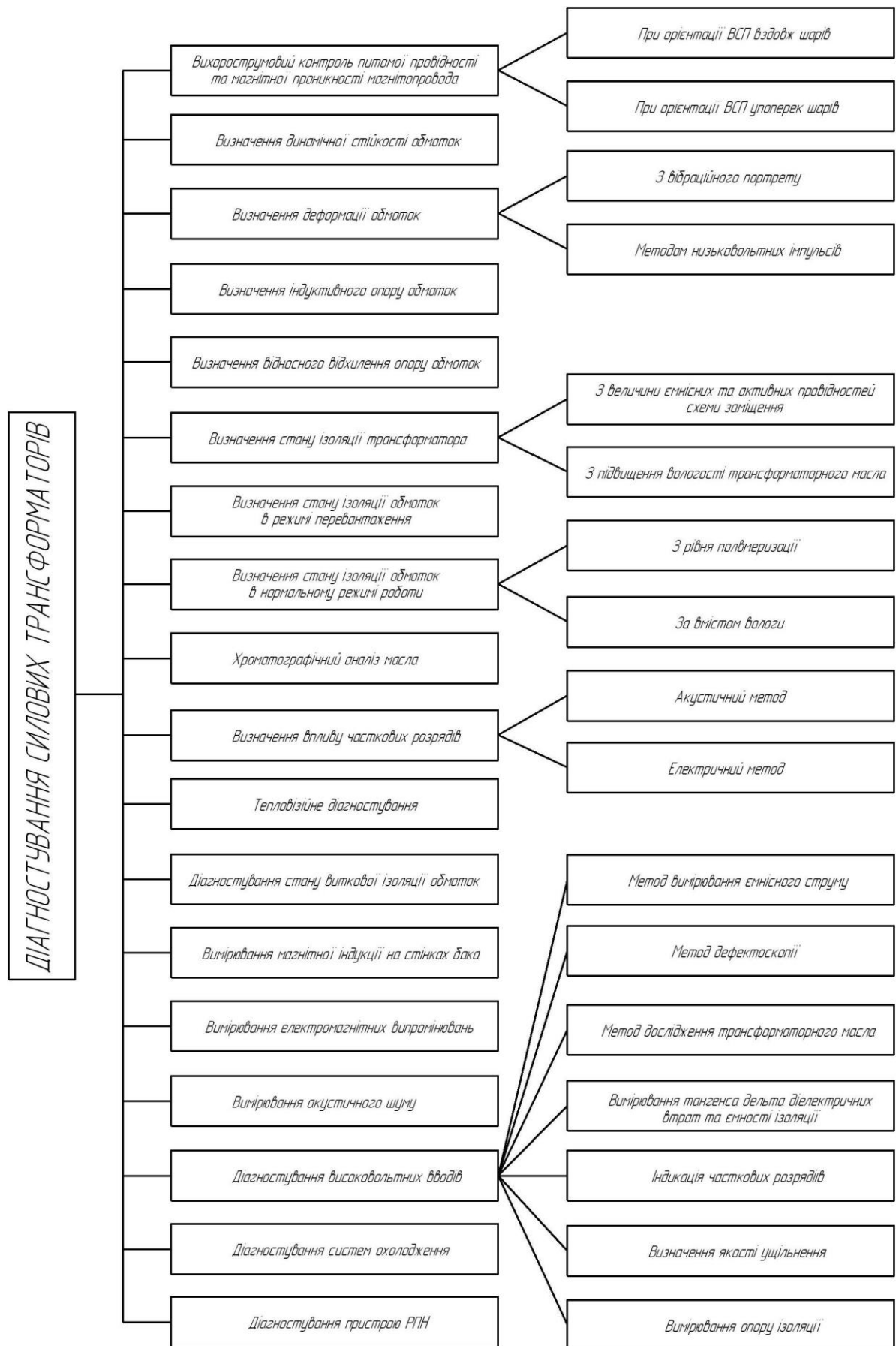


Рисунок 1.7 - Класифікація методів та засобів діагностування

2. ДИФЕКТОСКОПІЯ ШИХТОВАНИХ МАГНІТОПРОВОДІВ СИЛОВИХ ТРАНСФОРМАТОРІВ

2.1. Аналіз дефектів шихтованого магнітопроводу трансформаторів

Причиною відмови СТ є: погана експлуатація, знос окремих частин, стрибкоподібна зміна навантаження, напруги, несинусоїдальність напруги або ін. параметрів під впливом перевантажень, або характеристик живлення.

Після ремонту СТ напруцювання на відмову істотно зменшується. Це пояснюють поганою якістю ремонту, що є причиною виходу СТ із ладу у 10-15 %. Водночас, скорочення терміну служби відремонтованого СТ пов'язане із змінами в ході ремонту.

При термічній обробці шихтованої сталі ізоляція між листами частково руйнується. При виконанні механічних операцій частина листів опиняється короткозамкнутими, внаслідок того, що умови відпалу не регламентовані, при нагріві змінюються властивості самої сталі. Зміни в сталі приводять до погіршення робочих параметрів СТ, зростання втрат, створення додаткового нагріву від пакету сталі, що підвищує робочу температуру.

У перелік приймально-здавальних випробувань входять:

- а) визначення імпедансу обмоток при постійному струмі в холодному стані;
- б) вимір імпедансу обмотки відносно корпусу і між обмотками;
- в) випробування ізоляції між обмотками на електричну міцність;
- г) визначення втрат холостого ходу;
- д) визначення втрат короткого замикання;
- е) вимір коефіцієнта трансформації.

Треба зазначити, що механічні ушкодження пакету сталі, викликані причинами технологічного характеру, призводять до виникнення локальних перегрівів сталі внаслідок значного зростання втрат в сталі, що небезпечніші, ніж загальне підвищення температури. У результаті цього, відремонтовані СТ

виходять з ладу при номінальному навантаженні, або потрапляючи в доремонтні умови експлуатації.

З вищесказаного можна зробити висновок, що знаючи опори обмоток, ізоляції і струми х.х й к.з., не можна оцінити зміни, що вносяться при ремонті електричної машини. Придатність машини до використання може бути визначений після випробувань під навантаженням.

Випробування мають проводити і перед перемоткою, оскільки буває, що пакет сталі прийшов у непридатність і перемотка не доцільна.

Вказані заходи дозволять підвищити термін служби відремонтованих машин.

2.2. Зміна параметрів трансформатора з часом

Зміна параметрів трансформаторів в процесі експлуатації обумовлена старінням. Старіння - це втрата конструкційними матеріалами і елементами своїх властивостей під впливом чинників, що діють в процесі експлуатації і ремонту. Процес старіння тісно пов'язаний з надійністю, оскільки у міру старіння зменшується час напрацювання силових трансформаторів на відмову.

Оцінити старіння конструктивних частин трансформатора досить трудомістке завдання, тому стосовно експлуатації поважно знати, як змінюються параметри трансформаторів в процесі старіння і як підвищити час безвідмовної роботи після ремонту.

Істотний вплив на старіння СТ надає старіння сталі (ЕТС), оскільки через ЕТС передається енергія між обмотками. Коефіцієнт старіння пакету сталі – процентний приріст питомих втрат $p_{1,0/50}$ (при індукції 1Тл, частоті 50Гц) після 600 годин нагріву до 1000°C.

Втрати змінюються при нагріві пакету листів сталі з шаром ізоляції. Шар ізоляції при нагріві може руйнуватися, створюючи короткозамкнуті контури між листами і збільшуючи втрати на вихрові струми (вихрові струми створюють потоки $\sum_{i=1}^n \Phi_{li}$, що ослабляють основний потік). Погіршення магнітних властивостей призводить до ослаблення і спотворення магнітного потоку, створює умови додаткового нагріву внаслідок збільшення енергії

втрат. Сукупність цих чинників призводить до пробою ізоляції в області погіршення робочих параметрів СТ.

Процес старіння посилюється при виникненні в мережі перенапружень або несинусоїдальності напруги. При перенапруженні СТ працює в режимі насичення, це збільшує втрати в сталі, створює несинусоїдальний магнітний потік. Підсумком є збільшення втрат в міді і в сталі, перегрівання ізоляції, зниження η і $\cos\phi$.

Ці зміни необхідно ретельно оцінювати для визначення реальних параметрів СТ при старінні, або внаслідок експлуатації і ремонту.

2.3. Електромагнітні властивості сталі і вплив температури, втрати від вихрових струмів

Структура електротехнічної сталі – з феритових зерен, в розчині яких є й інші елементи. Електротехнічну сталь отримують шляхом плющення, то зерна її витягуються і створюється анізотропія магнітних і електричних властивостей у напрямі плющення.

Явище анізотропії, що є наслідком клепання при плющенні, збільшує площу петлі гістерезису і погіршує магнітні характеристики – збільшення магнітних втрат. Одночасно клепання збільшує і електричний опір, що призводить до зниження втрат на вихрові струми. Подальша механічна обробка – штампування, різка тощо, підсилює вплив клепання, а це також погіршує магнітні властивості сталі. Для знищення впливу плющення електротехнічна сталь піддається відпалу, що укрупнює зерен і зменшує втрати на гістерезис. Експериментально встановлено, що в ході високотемпературного відпалу при температурах 800...900 С досягається необхідний рівень магнітних властивостей. У процесі відпалу окрім зростання зерен, на поверхні листів утворюється електроізоляційна оксидна плівка з необхідними значеннями електроопору.

Кремній Si в сталі має два призначення: по 1-ше, Si сприяє переведенню вуглецю з цементиту в графіт, що зменшує втрати на гістерезис, по-друге, збільшує опір сталі і зменшує втрати на вихрові струми. Для уникнення явища окислення благотворний вплив відпалу проводиться в атмосфері водню.

Можна зробити висновок, що при відпалі електричні і магнітні властивості сталі не погіршуються. Однак, розглядаючи зміну властивостей під час ремонту, можна дійти наступних висновків

1) Оскільки відпал відбувається в повітрі при температурах вище 300°C відбувається зміна структури сталі: зерна ростуть, утворюється значна кількість цементиту, що погіршує магнітні властивості, це призводить до зміни магнітних характеристик сталі - зменшується індукція насичення $B_{нас}$ і магнітної проникності μ_{max} .

2) Знижується питомий опір ρ в поверхневих шарах сталі внаслідок зниження концентрації Si і, відповідно, збільшення вихрових струмів і втрат на вихрові струми.

3) Унаслідок механічних пошкоджень та відпалу порушується ізоляція між листами електротехнічної сталі. Треба зазначити, що ізоляція з SiO_2 не відновлюється, як при відпалі сталі.

4) Присадка кремнію погіршує механічні властивості сталі. Якщо сталь марки 1511 завтовшки 0,5 мм може витримати один перегин, то сталь марки 1211 (0,8% Si) – 10 перегинів. Крім того, механічна деформація призводить до руйнувань та до зниження магнітних властивостей сталі – індукції насичення, $B_{нас}$.

5) Для усунення замикань між листами їх ізолюють емалевим лаком. При механічних і теплових діях лак руйнується саме по краях листів, що не можна визначити дослідним шляхом, а контакт приводить до збільшення вихрових струмів.

Таким чином, одним з найзначніших чинників є зростання втрат від вихрових струмів.

Оцінимо втрати від вихрових струмів.

При синусоїдальній індукції для повних втрат у сталі від вихрових струмів можна записати:

$$P'_e = \frac{4 \cdot K_\phi^2 \cdot \Delta_1^2}{3 \cdot \rho_1} \cdot f^2 \cdot B^2 \cdot f_F \cdot S_1 \cdot l, \quad (2.1)$$

де $\Delta = 0,5$ мм – товщина листа;

K_ϕ - коефіцієнт форми індукованої ЕРС, $K_\phi = \frac{\pi}{2 \cdot \sqrt{2}}$;

ρ_1 - питомий опір;

f - частота перемагнічування;

B - амплітуда індукції;

$$f_F = \frac{3}{\xi} \cdot \frac{\operatorname{sh} \xi - \sin \xi}{\operatorname{ch} \xi - \cos \xi}. \quad (2.2)$$

де ξ - товщина листа:

$$\xi = \alpha \cdot \Delta_1, \quad (2.3)$$

$$\alpha = 2 \cdot \pi \cdot \sqrt{\frac{\mu}{10^5} \cdot \frac{\tau}{\rho}}, \quad (2.4)$$

де μ - магнітна проникність;

S_1 - площа осердя; l - довжина осердя.

Аналізуючи P'_e (2.1), видно, що із зростанням короткозамкнутих контурів вихрових струмів в пакеті під час його відпалу, втрати від вихрових струмів на окремих ділянках пакету зростають швидше, ніж при закорочуванні листів.

2.4. Аналіз втрат на вихрові струми та гістерезис в сталі

Загальні втрати в сталі:

$$P_c = P_{c0} + P_{дооб}, \quad (2.5)$$

де P_{c0} - основні втрати в сталі;

$P_{дооб}$ - додаткові втрати.

Основні втрати складаються з втрат на вихрові струми і гістерезис

$$P_{c0} = P_{\epsilon} + P_{\epsilon}. \quad (2.6)$$

Існує ще один вид втрат - втрати внаслідок магнітної в'язкості. Це явище в області частот 50 Гц не враховується, бо пов'язане із зміною меж доменів, що виявляється при частотах сотень кГц.

Розглядаючи детальніше складові втрат, можна знайти обчислення втрат на гістерезис P_{ϵ} і вихрові струми P_{ϵ} .

Кращий збіг з дійсністю для питомих втрат на гістерезис дає формула Ріхтера [Вт/кг]:

$$P_{\epsilon} = a \cdot f \cdot B + b \cdot f \cdot B^2, \quad (2.8)$$

де f - частота;

B - максимальне значення індукції;

a і b - постійні для сталі.

При великих значеннях індукції в співвідношенні (2.8) можна знехтувати $a \cdot f \cdot B$, і записати

$$P_{\epsilon} = \sigma_{\epsilon} \cdot f \cdot B^2, \quad (2.9)$$

де σ_{ϵ} - постійна матеріалу сталі.

Потужність, що витрачається на гістерезис:

$$P = \eta \cdot f \cdot B_{max}^n \cdot V, \quad (2.10)$$

де V - об'єм пакету сталі;

$n = 1,6 \div 2$ - постійна.

Якщо товщина листів в пакеті, більша за 0,5 мм, то виявляється реактивна дія вихрових струмів. Тоді, питомі втрати на гістерезис

$$P_{\epsilon} = \sigma_{\epsilon} \cdot f \cdot B^2 \cdot F_{\epsilon}, \quad (2.11)$$

де F_{ϵ} - коефіцієнт реактивної дії вихрових струмів

$$F_{\epsilon} = \frac{\xi}{2} \cdot \frac{sh\xi + sin\xi}{ch\xi - cos\xi}, \quad (2.12)$$

Для $\xi < 1,5$ - $F_{\epsilon} = 1$, а для великих значень ξ - F_{ϵ} швидко збільшується.

Питомі втрати на гістерезис

$$P_e = \sigma_e \cdot \left(\frac{f}{100} \right) \cdot B^2. \quad (2.13)$$

Оскільки, при визначенні втрат використовується співвідношення

$$U_1 \approx E = 4 \cdot f \cdot S \cdot \omega_2 \cdot B_{max}, \quad (2.14)$$

де U_1 і E - середні значення напруги і ЕРС;

S - площа поперечного перетину;

ω_2 - число витків вимірювальної обмотки;

B_{max} - максимальна індукції,

то показано співвідношення наберуть вигляду

$$P_e = f \cdot k \cdot U_1^2, \quad (2.15)$$

де k - коефіцієнт, постійний для певного пакету.

Втрати викликаються вихрові струмами, що індукуються в сталі при перемагнічуванні. Співвідношення, виведене з урахуванням процесу виникнення вихрових струмів, що відображає питомі втрати (Вт/м³):

$$P_e = \frac{4}{3 \cdot \rho} \cdot \Delta^2 \cdot k_\phi^2 \cdot f^2 \cdot B^2, \quad (2.17)$$

де Δ - товщина листа сталі;

ρ - питомий опір сталі;

k_ϕ - коефіцієнт форми.

З умови синусоїдальної кривої ЕРС в ненасиченій зоні

$$\sigma_e = \frac{4}{3 \cdot \rho} \cdot \Delta^2 \cdot k_\phi^2, \quad (2.18)$$

можна одержати

$$P_e = \sigma_e \cdot f^2 \cdot B^2. \quad (2.19)$$

Враховувати реактивну дію вихрових струмів необхідно у разі затовстих листів сталі (при короткому замиканні кількох листів в пакеті).

За умови постійної магнітної проникності μ і синусоїдального магнітного потоку Φ вираз для втрат з рівнянь Максвелла:

$$P_e = \frac{B_{cp}^2 \cdot \gamma \cdot f^2 \cdot \Delta^2}{6} \cdot F_e, \quad (2.20)$$

де

$$F_{\epsilon} = \frac{3}{\xi} \cdot \frac{\operatorname{sh} \xi - \sin \xi}{\operatorname{ch} \xi - \cos \xi}; \quad (2.21)$$

γ - питома провідність сталі.

З (2.20) одержуємо, що втрати на вихрові струми при малих ξ пропорційні другому ступеню товщини листа і частоти, при великих ξ втрати пропорційні товщині листа і частоти в ступені 3/2.

Розділити втрати в сталі на складові від вихрових струмів і гістерезису в пакеті сталі можна за допомогою наступного методу.

Сумарні втрати в сталі на вихрові струми і гістерезис

$$P_{co} = k \cdot f \cdot U_1^2 + m \cdot f^2 \cdot U_1^2. \quad (2.22)$$

Отже, провівши визначення втрат при різних U_1 і f , визначивши k і m , можна здійснити розділення втрат та визначити втрати в сталі при певних значеннях напруги U_{1H} і частоти f_H .

Для трансформаторів користуються однією з модифікацій методу:

- під час досліду х. х. одночасно із зміною напруги регулюють частоту, щоб

$$\frac{U}{f} = \frac{U_H}{f_H} = \text{const}. \quad (2.23)$$

Тоді

$$P_c = P_0 = P_{\epsilon} + P_{\epsilon} = C_{\epsilon} \cdot f + C_{\epsilon x} \cdot f^2, \quad (2.24)$$

звідки

$$\frac{P_c}{f} = \frac{P_0}{f} = C_{\epsilon} + C_{\epsilon} \cdot f, \quad (2.25)$$

тобто залежність втрат в сталі від частоти $\frac{P_c}{f} = F(f)$ за один період є прямою лінією (див. рис.2.1).

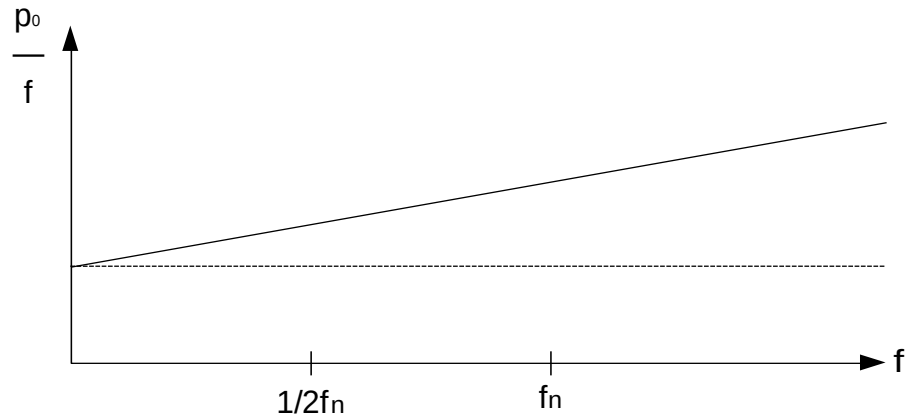


Рис.2.1. Залежність втрат від частоти

Побудувавши пряму $\frac{P_c}{f} = F(f)$ до перетину з віссю ординат, знайдемо

C_e ; тоді для даної частоти ($f=50$ Гц), втрати на гістерезис

$$P_e = C_e \cdot f,$$

втрати на вихрові струми:

$$P_g = P_0 - P_e. \quad (2.26)$$

Треба зазначити, що способи розділення мають місце для ненасиченої сталі.

Спільні втрати P_c в сталі при будь-якій частоті й індукції:

$$P_c = P_{[1/50]} \cdot \left(\frac{f}{50}\right)^\beta \cdot B^2 \cdot G_c, \quad (2.27)$$

де $P_{[1/50]}$ - питомі втрати при $B = 1$ Т, $f = 50$ Гц;

f - частота перемагнічування;

β - показник ступеня, для слаболегованих сталей $\beta=1,5$, для високолегованих $\beta=1,2 \div 1,3$;

G_c - маса магнітопроводу; B - розрахункова індукція в даній частині магнітопроводу.

На підставі приведених методів розрахунку втрат

$$P_e = \frac{1}{\gamma} \cdot \pi \cdot f \cdot a \cdot B_m^{n+1} \cdot k_1 \cdot 10^{-3}, \text{ (Вт/кг)} \quad (2.28)$$

$$P_{\epsilon} = \frac{2 \cdot \pi^2 \cdot f^2 \cdot B_m^2 \cdot 10^{-3}}{R_c \cdot \gamma}, \text{ (Вт/кг)} \quad (2.29)$$

де $n = 0,4 \div 0,45$;

a - коефіцієнт, постійний для типу сталі.

Погрішність обчислення втрат в сталі (2.28) і (2.29) не перевищує 10 % для B_m в діапазоні $0,1 \div 0,2 \text{ Т}$.

Для сумарних втрат в сталі пропонується залежність

$$P_c = K_c \cdot \left(\frac{E_1}{U_{1f}} \right)^2 \left(\frac{f}{f_i} \right)^{\beta}, \quad (2.30)$$

де K_c - коефіцієнт, що враховує масу магнітопроводу, марку сталі, дефекти;

E_1 - поточне значення ЕРС;

U_{1f} - номінальна напруга

f - поточна частота мережі;

β - показник ступеня, від марки сталі ($\beta = 1,3 \div 1,5$).

Для синусоїдальної зміни індукції отримана залежність втрат в сталі

$$P_c = \frac{\omega}{2} B_m \cdot (H_{\tilde{n}\tilde{a}} + I_0), \quad (2.31)$$

де $H_{\tilde{n}\tilde{a}}$ - динамічна коерцитивна сила;

H_0 - постійна для конкретної марки ЕТС, пов'язана із статичною коерцитивною силою.

Втрати в сталі розраховують з співвідношення

$$P_c = \frac{1}{2} \omega \cdot X_m \cdot \Phi_m^2, \quad (2.32)$$

де X_m - складова магнітного імпедансу, що визначає потужність в сталі;

Φ_m - амплітуда магнітного потоку:

$$\Phi_m = \frac{E}{4,44 \cdot f \cdot n_{\epsilon}}, \quad (2.33)$$

де E - ЕРС витка, встановленого в зоні магнітопроводу;

$$n_{\epsilon} = \frac{k_c}{\Delta};$$

Δ - товщина листів сталі; k_c - коефіцієнт заповнення сталі.

Висновок щодо втрат від змінного перемагнічування: існуючі співвідношення справедливі при умові, що магнітна проникність сталі постійна, всі листи сталі добре ізольовані, сталь не насичена.

У відремонтованій машині користуватися лише співвідношенням (2.8) за умови ненасичення.

Треба зазначити, що оскільки втрати в сталі виділяють при х.х., при якому споживана потужність:

$$P_0 = 3 \cdot I_{1\phi}^2 \cdot r_1 + P_c + P_{\text{мех}}, \quad (2.34)$$

а розділення втрат відбувається за умови $f_1 = \text{const}$, $P_{\text{мех}} \approx \text{const}$, то

$$P_0' = P_{\text{мех}} + P_c = C_1 + C_2 \cdot U_1^2, \quad (2.35)$$

і згідно (2.35) розділення втрат можна проводити для слабо насичених машин. Відремонтована машина працює в зоні насичення, тому для визначення втрат в (2.35) необхідно вносити істотні коректування.

Розгледимо додаткові втрати $P_{\text{доб}}$ у співвідношенні (2.5). Основними складовими $P_{\text{доб}}$ є:

- а) додаткові втрати в сталі при їх механічній обробці внаслідок зміни структури;
- б) втрати в конструктивних деталях;
- в) втрати в місцях кріплення листів сталі в пакеті внаслідок збільшення втрат на вихрові струми і нерівномірного розподілу магнітної індукції.

Додаткові втрати приймають 10...15% від основних втрат:

$$P_{\text{доб}} = P_{\text{co}} \cdot (1,15 \div 1,20).$$

Для з'ясування аналітичних залежностей для втрат в сталі відремонтованої машини необхідно провести дослідження на реальну залежність $P_c = f(f, U_1)$.

Потрібно виділити основні чинники, що обумовлюють виникнення додаткових втрат від вихрових струмів і гістерезису:

- механічні пошкодження пакету;
- пошкодження ізоляції листів і зміна магнітних властивостей сталі при відпалі.

3. РОЗРОБКА ПРИСТРОЇВ ДЛЯ ДІАГНОСТИКИ ЕЛЕКТРОТЕХНІЧНОЇ СТАЛІ

Після температурних дій, необхідно провести дослідження для аналізу зміни статичних і динамічних характеристик електротехнічної сталі.

3.1. Розрахунок втрат у шихтованому магнітопроводі

Шукані електромагнітні характеристики знаходять з розрахунку, використовуючи формули в єдиному зв'язку електричних і магнітні величин. Апаратура вимірювання магнітних характеристик матеріалів в змінних полях заснована на індукційному методі, що дає визначення електричних величин (напруги і струму, що намагнічує), або добуток ЕРС і струму, що намагнічує.

Оскільки дослідження проводять для насиченої сталі, то необхідно проаналізувати динамічну втрати в сталі і криву намагнічування. при частоті змінного поля, що намагнічує і напруженості магнітного поля,.

У низькочастотних полях для магнітом'яких матеріалів передбачені такі методи випробувань:

- індукційний з використанням вольтметра, амперметра, ватметра;
- індукційний з використанням фазочутливого ферометра;
- осцилографічний;
- індукційний з компенсатором змінного струм
- параметричний.

Для виміру магнітної індукції і напруженості магнітного поля обраний метод «амперметра-вольтметра», а втрат в сталі - ватметровий метод. При проведенні досліджень враховували:

- 1) Для визначення динамічних характеристик магнітних матеріалів – замкнутий магнітний ланцюг.
- 2) Перед початком випробувань зразок треба розмагнітити.
- 3) Для визначення магнітної індукції потрібно виміряти індуковану ЕРС.
- 4) Напруженість поля розраховується по струму, що намагнічує.

Для досліджень спроектовано апарат, обмотувальні дані і розміри якого показано на рис. 3.1. Схема підключення зображена на рис.3.2.

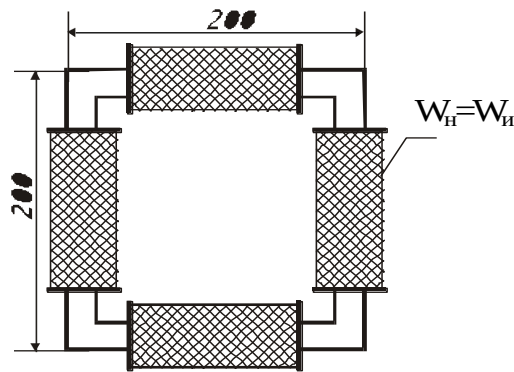


Рис.3.1. Типорозміри і обмотувальні дані апарату

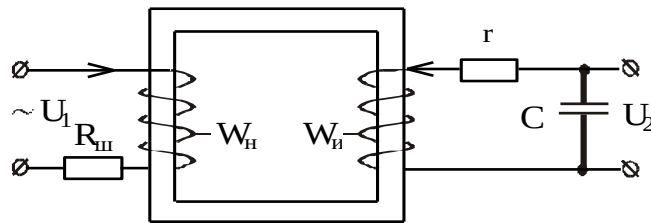


Рис.3.2. Схема підключення при визначенні динамічної кривої намагнічування

Струм і напруженість визначаються по напрузі з шунта $R_{ш}$. Напряга пропорційна індукції, виходить з інтегруючого пристрою (RC-ланцюг на рис.3.2).

Для миттєвих значень е.р.с.:

$$e_2 = -W_2 \cdot S_0 \frac{dB_t}{dt} = i_2 \cdot r + L_2 \frac{di_2}{dt} + \frac{1}{C} \int_0^t i_2 dt, \quad (3.1)$$

де e_2 - індукована е. р. с.;

S_0 - перетин зразка;

i_2 - струм;

L_2 - індуктивність вторинного кола, залежна від розсіювання магнітного потоку.

Якщо L_2 замала, а $r \gg \frac{1}{\omega \cdot C}$:

$$-W_2 S_0 \left(\frac{dB_t}{dt} \right) = i_2 r. \quad (3.2)$$

Напруга на конденсаторі:

$$u_c = \frac{1}{C} \int_0^t i_2 dt.$$

З (3.2), отримаємо

$$u_c = -W_2 \cdot S_0 \cdot B_t / C \cdot r, \quad (3.3)$$

тобто при заданих значеннях W_2, S_0, C, r , напруга u_c пропорційна B_t .

Контрольовані параметри при визначенні втрат – напруг U_2 на вимірювальній обмотці, частота напруги, струм через шунт $R_{ш}$.

Потужність втрат в сталі:

$$P_c = P \frac{W_h}{W_u}, \quad (3.4)$$

де P - активна потужність;

W_h, W_u - число витків обмоток, що намагнічує і вимірює.

Оскільки $W_h = W_u$, вираз (3.4) прийме вигляд:

$$P_c = P, \quad (3.5)$$

Для апарату Епштейна, вимірюваними є напруга u_2 пропорційна індукції B_t і струм i_1 , пропорційний напруженості H_t . Отже, після обробки величин u_2 і i_1 , можна отримати динамічну петлю перемагнічування, вид якої зображено на рис. 3.3. Динамічна крива намагнічування визначалася по вершинах петель гістерезису.

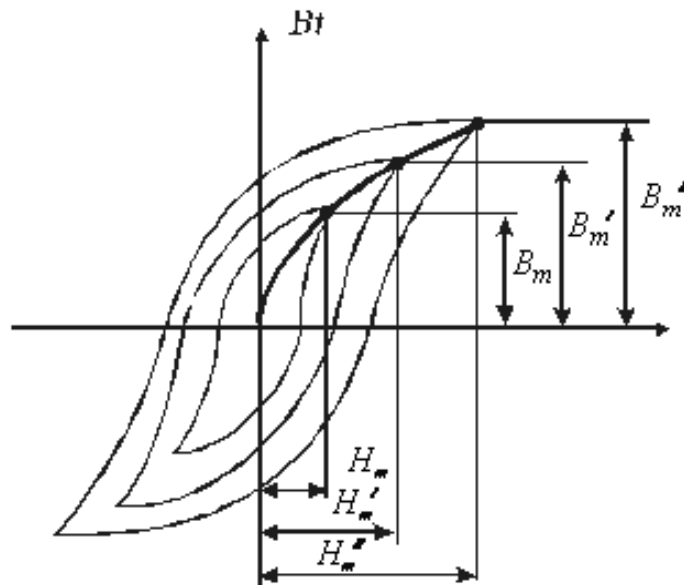


Рис. 3.3. Побудова кривої намагнічування по вершинах динамічних петель гістерезису

Значення магнітної індукції B_t визначається з (3.3), а значення напруженості магнітного поля

$$H_t = \frac{i_1 \cdot W_H}{l_{cp}}, \quad (3.6)$$

де l_{cp} - довжина середньої лінії в магнітопроводі .

Обробка результатів при різному насиченні сталі

Задача визначення B_t і H_t має вирішення для відповідних ділянок кривої намагнічування:

1) Лінійна ділянка, струм i_1 і напруга u_2 змінюються синусоїдально

$$\left. \begin{aligned} i_1 &= I_{1m} \sin \omega t \\ u_2 &= U_{2m} \sin(\omega t + \varphi) \end{aligned} \right\}, \quad (3.7)$$

де φ - фаза між u_2 і i_1 .

$$H = \frac{I_{1m} \sin(\omega t) \cdot W_H}{l_{cp}}, \quad (3.8)$$

$$B = - \frac{U_{2m} \sin(\omega t + \varphi) r \cdot C}{W_u \cdot S}, \quad (3.9)$$

де S - площа перерізу.

Зображення на моніторі:

по осі y :

$$U_y = -\frac{U_{2m} \sin(\omega t + \varphi) r \cdot C}{W_u \cdot S \cdot K_u}, \quad (3.10)$$

де K_u - коефіцієнт посилення каналу напруги $K_u = \frac{U_{вх.АЦП.мах}}{U_{вх.и.мах}}$,

$U_{вх.АЦП.мах}$ - максимально допустима вхідної напруги АЦП;

$U_{вх.и.мах}$ - максимальний рівень напруги на ємкості „

по осі x :

$$U_x = \frac{I_{1m} \sin(\omega t) W_n \cdot R_{ш} \cdot K_i}{l_{cp}}, \quad (3.11)$$

де $R_{ш}$ - опір вимірювального шунта;

K_i - коефіцієнт посилення каналу струму $K_i = \frac{U_{вх.АЦП.мах}}{I_{мах} \cdot R_{ш}}$,

де $I_{мах}$ - максимальний струм, що намагнічує.

Значення H_m і B_m з (3.8) і (3.9):

$$\left. \begin{aligned} H_m &= \frac{I_{1m} \cdot W_n}{l_{cp}} \\ B_m &= \frac{U_{2m} \cdot r \cdot C}{W_u \cdot S} \end{aligned} \right\} \quad (3.12)$$

Оскільки відомі U_x і U_y , то (3.12) набере вигляду:

$$\left. \begin{aligned} H_m &= \frac{U_{x.мах} \cdot W_n}{K_i \cdot R_{ш} \cdot l_{cp}} \\ B_m &= \frac{U_{y.мах} \cdot K_u \cdot r \cdot C}{W_u \cdot S} \end{aligned} \right\}. \quad (3.13)$$

Отже, на лінійній ділянці кривої намагнічування визначаються по (3.13) B_m і H_m .

2) Лінійна ділянка намагнічування, i_1 - синусоїдальний, u_2 - не синусоїдальний.

При розкладанні u_2 в ряд Фур'є :

$$U_2 = U_{20} + \sum_{k=1}^{\infty} U_{2km} \sin(k \cdot \omega \cdot t + \psi_{2k} + \varphi),$$

де для першої гармоніки напруги u_2 пояснений математичний зміст кутів ψ_{2k} (рис. 3.4).

H_m і B_m визначаються із співвідношення:

$$\left. \begin{aligned} H_m &= \frac{I_{1max} \cdot W_H}{I_{cp}} \\ B_m &= \frac{U_{2cp}}{4 \cdot f \cdot W_u \cdot S} \end{aligned} \right\}, \quad (3.14)$$

де $U_{2cp} = \frac{1}{T/2} \int_0^{T/2} u_2 dt$ - середнє значення u_2 .

3) Ділянка насичення, i_1 і u_2 - не синусоїдальні:

$$\left. \begin{aligned} i_1 &= I_{10} + \sum_{k=1}^{\infty} I_{1km} \sin(k\omega t + \psi_{1k}) \\ u_2 &= U_{20} + \sum_{k=1}^{\infty} U_{2km} \sin(k\omega t + \psi_{2k} + \varphi) \end{aligned} \right\} \quad (3.15)$$

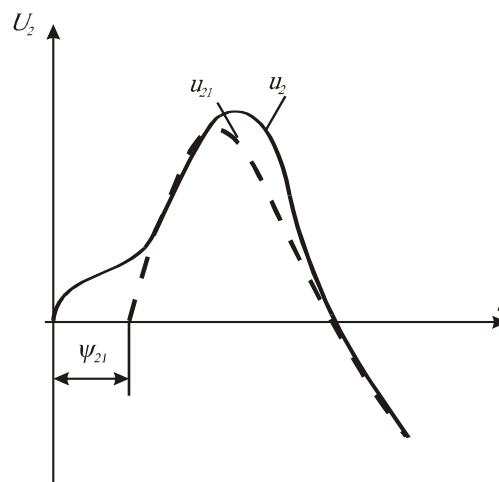


Рис. 3.4. Математичний зміст кутів ψ_{2k} для першої гармоніки напруги u_2

Математичний зміст кутів ψ_{1k} і ψ_{2k} для першої гармоніки пояснює рис.

3.5.

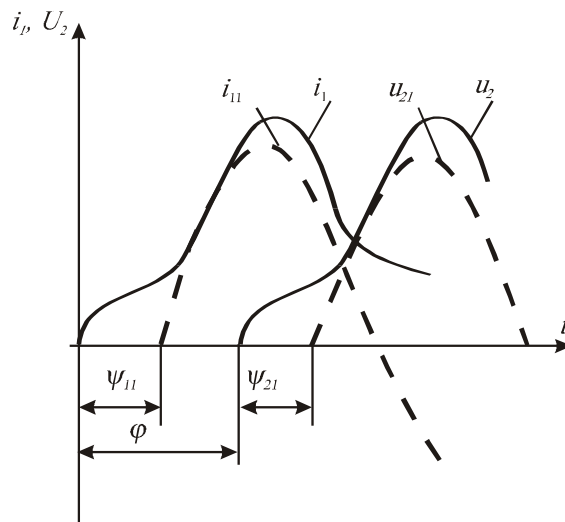


Рис. 3.5. До пояснення математичного змісту кутів ψ_{1k} і ψ_{2k}

Всі співвідношення справедливі для отримання кривої намагнічування – залежності B_m від напруженості H . При визначенні H в (3.13), (3.14) необхідно додати $\sqrt{2}$ у знаменник, при не синусоїдальній зміні i_1 :

$$H = \frac{I_1 \cdot W_H}{l_{cp}}, \quad (3.16)$$

$$\text{де } I_1 = \sqrt{I_{11m}^2 + I_{12m}^2 + I_{13m}^2 + \dots + I_{1km}^2}. \quad (3.17)$$

При визначенні втрат в сталі є відмінності для синусоїдальних і не синусоїдальних i_1 і u_2 .

Розглянемо особливості рахунку втрат в сталі, коли i_1 і u_2 синусоїдальні:

$$\begin{aligned} i_1 &= I_{1m} \sin(\omega t) \\ u_2 &= U_{2m} \sin(\omega t + \varphi) \end{aligned}$$

Потужність втрат :

$$P = \frac{2}{T} \int_0^{T/2} u_2 \cdot i_1 \cdot dt = U_2 \cdot I_1 \cdot \cos \varphi, \quad (3.18)$$

де U_2 і I_1 - значення напруги, що діє і струму обмотки, що намагнічує:

$$\left. \begin{aligned} I_1 &= \sqrt{\frac{1}{T} \int_0^T I_{1m}^2 \sin^2(\omega \cdot t) dt} = \frac{I_{1m}}{\sqrt{2}} \\ U_2 &= \sqrt{\frac{1}{T} \int_0^T U_{2m}^2 \sin^2(\omega \cdot t + \varphi) dt} = \frac{U_{2m}}{\sqrt{2}} \end{aligned} \right\}. \quad (3.19)$$

Зсув фаз φ можна визначити з переходу через вісь часу до та після переходу (точки $O(O')$ на рис. 3.6).

Кут зсуву фаз:

$$\varphi = (t_{0u} - t_{0i}) \frac{2 \cdot \pi}{T}, \quad (3.22)$$

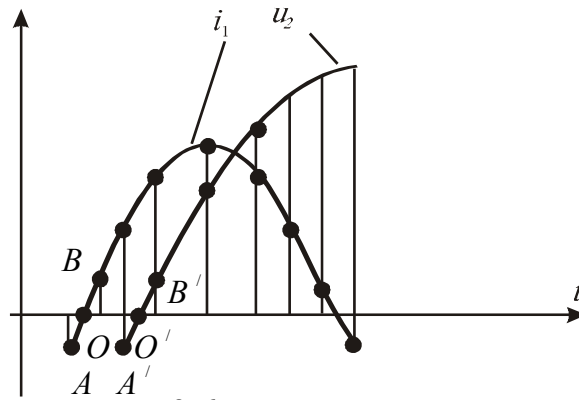


Рис. 3.6. Визначення кута зсуву фаз φ

де t_{0u}, t_{0i} - точки перетину осі кривими $u_2(t)$ і $i_1(t)$.

3.2. Діагностика пакету електротехнічної сталі

Спосіб локальної діагностики придатності пакету сталі до подальшого використання дозволяє визначити в пакеті зону з максимальними втратами, які дають перевищення температури сталі й ізоляції обмотки. Спосіб пояснюється на рис. 3.8-3.9 для контролю сталі електродвигунів і може бути застосовний для СТ.

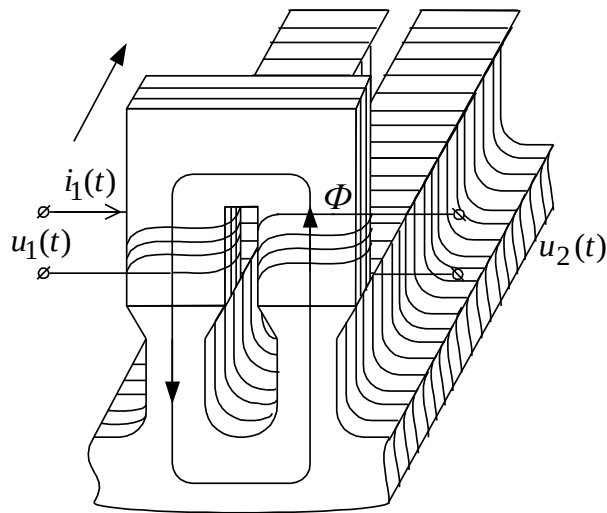


Рис. 3.8. Діагностика пакету вздовж шихтовки

Властивості сталі визначають індуктором П-подібної форми, на якому нанесено обмотки, що намагнічує W_n і вимірює W_u . Індуктор, переміщаючись по пакету сталі, створює магнітний потік вздовж шихтовки. Властивості сталі визначають безперервно по довжині пакету (Рис. 3.8) при замиканні магнітного потоку через осердя силових трансформаторів і – полем впоперек шихтовки (Рис. 3.9) при інтенсивності магнітного потоку $B = 1,0 \dots 1,2 T$.

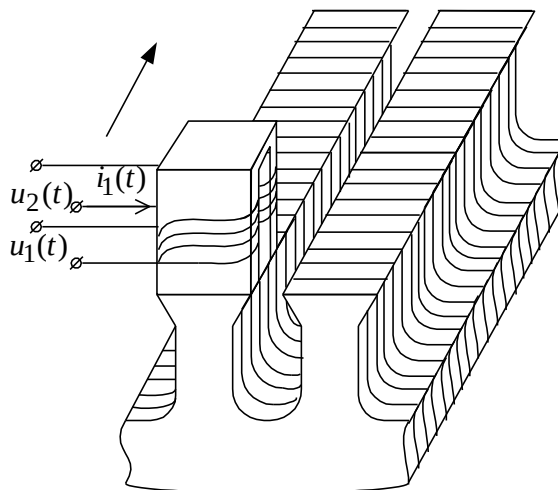


Рис. 3.9. Діагностика пакету упоперек шихтовки

Це повинно дозволяти визначити місце розташування і вид пошкодження електротехнічної сталі.

При діагностиці *вздовж шихтовки* струм на ділянках пакету сталі – різний. Тому вимір B_m, I_1, P_c проводять при значеннях напруги, що намагнічує, $U_{1HO} = (0,9 \div 1,1) \cdot U_{1лд}$ з кроком $0,05U_{1лд}$.

Оскільки визначаються сумарні втрати – в індукторі та в сталі пакету, виділення втрат в сталі здійснюється так:

$$P_{cстB_y} = P_c - P_{cинд B_x}, \quad (3.29)$$

де $P_{cстB_y}, P_c$ - спільні втрати в сталі з (3.4), і втрати в індукторі при індукції в пакеті $B_y = \frac{\Phi}{S_{y.c p}}$, де Φ - магнітний потік; $S_{y.c p}$ - площа пакету при замиканні потоку Φ ; $S_{x.c p}$ - перетин індуктора.

Втрати в індукторі визначають із залежності $P'_c = f(B)$, яка знімається для сталі індуктора на замкнутому магнітному колі.

Середнє значення струму, що намагнічує I_{1cp} :

$$I_{1cp} = \frac{\sum_{i=1}^N I_{1i}}{N}, \quad (3.30)$$

де N - число точок діагностування.

Коректують залежності $B_m = f(I_1)$ і $P_c = f(I_1, B_m)$ на значення I_{1cp} , B_{mi} , та значення втрат в сталі P_{ci} . Для коректування значень магнітної індукції і втрат в сталі при *лінійному* характері залежності, використовують вирази:

$$B_{mic} = B_{mi} = \frac{I_{1cp}}{I_{1i}}; \quad P_{cci} = P_{ci} \cdot \frac{I_{1cp} \cdot B_{mic}}{I_{1i} \cdot B_{mi}}, \quad (3.31)$$

де B_{mic} і P_{cci} - скоректовані значення індукції і втрат.

Основними інформативними величинами при проведенні діагностики пакету сталі вздовж є B_m і P_c :

$$B_{mcp} = \frac{\sum_{i=1}^N B_{mic}}{N}; \quad P_{ccp} = \frac{\sum_{i=1}^N P_{cci}}{N}. \quad (3.32)$$

4. ЕКСПЕРИМЕНТАЛЬНА ДІАГНОСТИКА ЯКОСТІ ЕЛЕКТРОТЕХНІЧНОЇ СТАЛІ

4.1. Діагностики пакету сталі залежно від температури відпалу

Для оцінки впливу температури на властивості електротехнічної сталі проведено випробування 2-х зразків сталі типу 1211. Пакети піддавали відпалу за умов: 700°C - 1 год.; 400°C - 4 години.

Для кожного зразка проведено по 3 відпали. Результати експериментального вимірювання кривих намагнічування $B_m = f(H)$ для 2-х зразків сталі до та після відпалу, показано на рис. 4.1-4.2, а кривих втрат в сталі $P_c = f(B_m)$ – на рис. 4.3-4.4 (крива до відпалу позначена 1, а криві після першого-третього відпалів – 2-4).

З рис. 4.1-4.4 видно, що температурний відпал призводить до зміни властивостей сталі:

1. Знижується значення магнітної індукції насичення сталі.
2. Зростання втрат в сталі.

3. Після першого та другого відпалів за температури 400°C властивості сталі погіршуються: за початок відліку слугує крива намагнічування для необпаленої сталі (кр. 1 рис. 4.1), тоді для точки насичення при напруженості $H=742$ А/м після 1-го та 2-го відпалів магнітна індукція зменшується відповідно на 2,6 і 5,2%. Після третього відпалу магнітна індукція зменшується на 9,35% – відбувається погіршення властивостей.

Після 1-го та 2-го відпалів *втрати в сталі* збільшуються відповідно на 4,14 та 7,8%, а після 3-го відпалу – на 5,9% щодо початкового значення номінального режиму (робоча точка кривої $B_m = f(H)$ намагнічування: $H=742$ А/м, $B_m= 0,824$ Т).

4. При постійній живлячій напрузі відмічено зростання струму і зсуву робочої точки на кривій намагнічування до зони насичення. Для необпаленої сталі напруга $U_1 = 21,895$ В, при якій робоча точка лежить на коліні кривої намагнічування (точка А на рис. 4.1) унаслідок зростання струму і напруженості магнітного поля на 4, 8,4 і 21,6 %; робочим точкам відповідають

індукція, менша номінальної початкової на 1,6, 3,4 і 4,7 % (точки *B*, *C* і *D* на рис. 4.1).

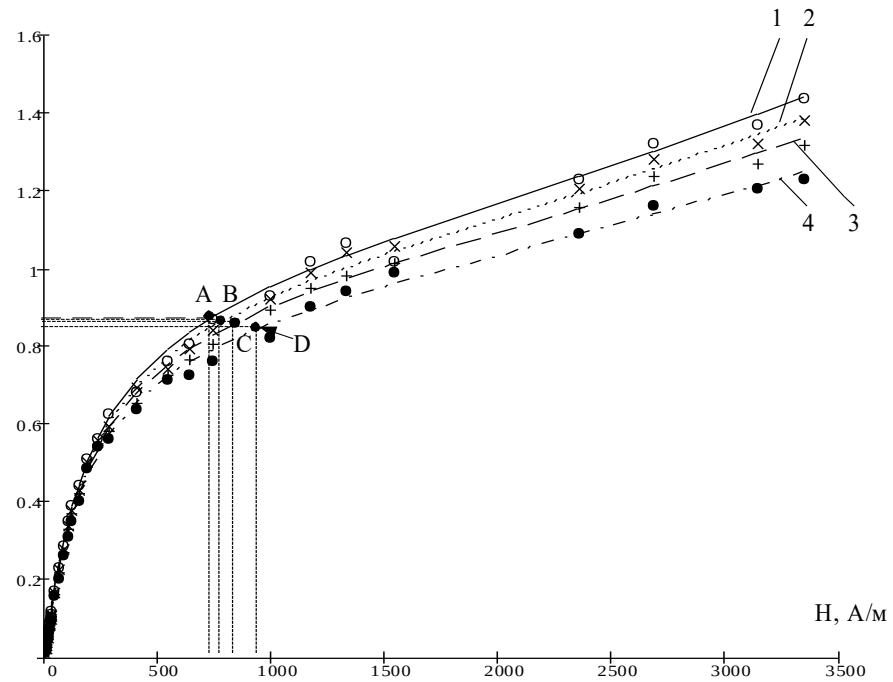


Рис. 4.1. Криві намагнічування $B_m = f(H)$ сталі при послідовному відпалі з температурою 400°C

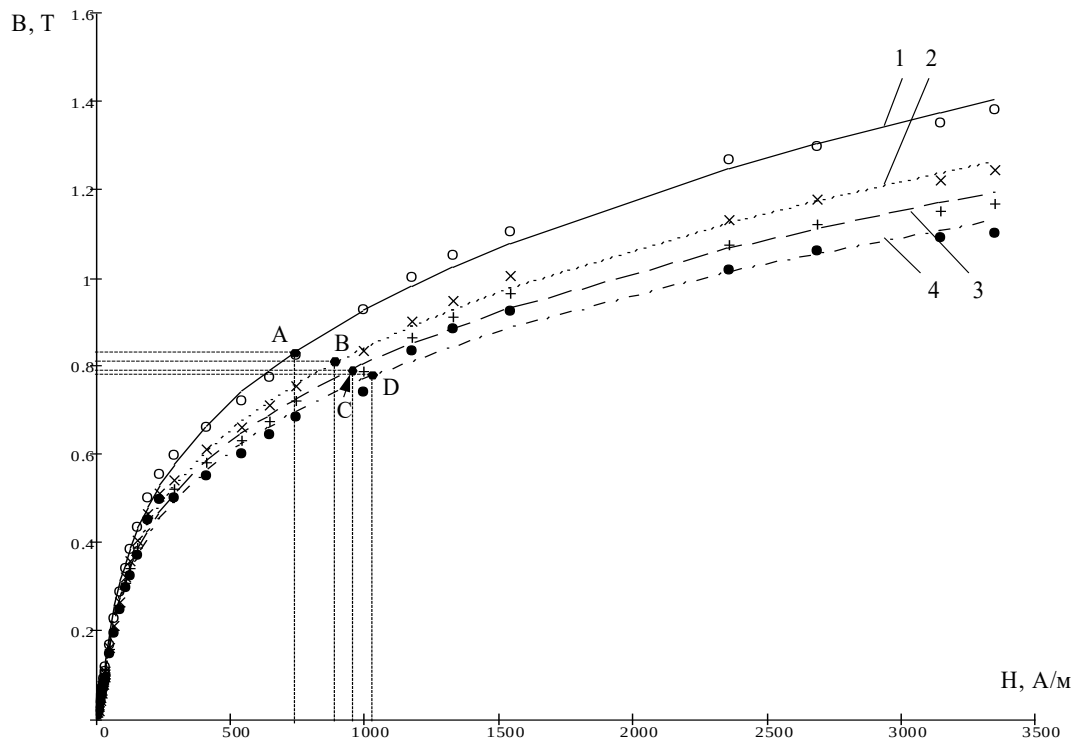


Рис. 4.2. Криві намагнічування сталі $B_m = f(H)$ при відпалі з температурою 700°C

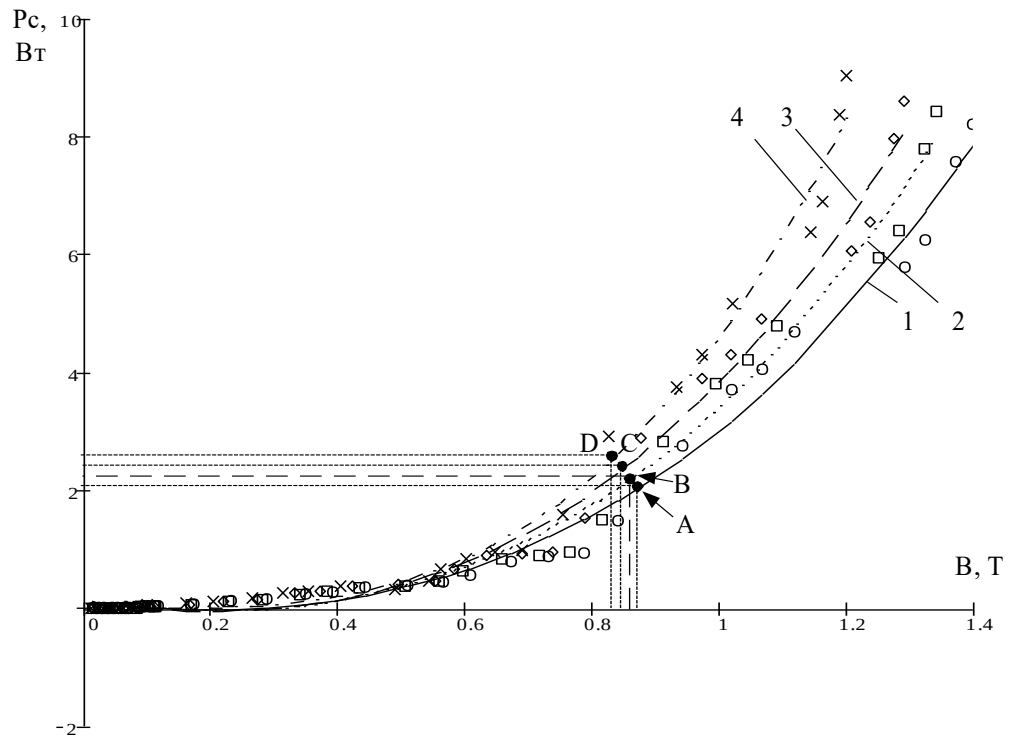


Рис. 4.3. Криві зміни втрат $P_c = f(B_m)$ при відпалі з температурою 400°C

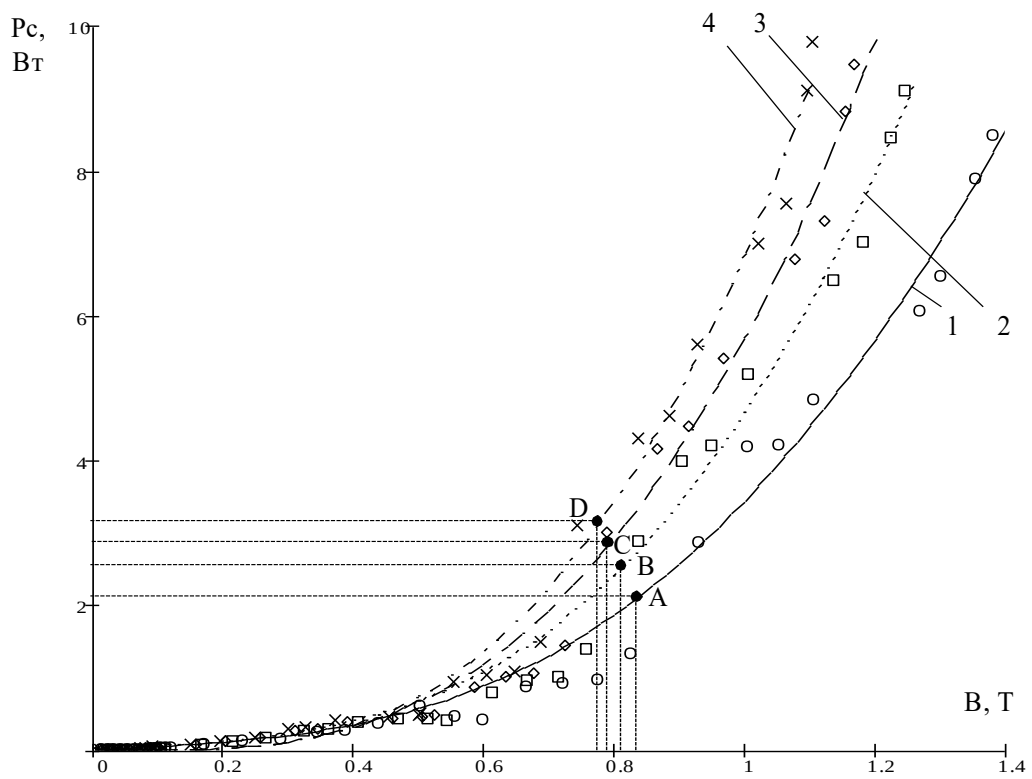


Рис. 4.4. Криві зміни втрат в сталі $P_c = f(B_m)$ при відпалі з температурою 700°C

Коректуючи втрати щодо нових робочих точок, отримано, що вони на 7,3, 14,7 і 25 % вищі за значення втрат в т.А (рис. 4.2).

5. У разі відпалу при температурі 700 °С відбувається різке погіршення властивостей сталі вже після першого відпалу, після чого властивості сталі пропорційно погіршуються.

Отже, можна дійти висновків

1. Експериментальні дослідження зміни властивостей сталі при відпалі підтвердили теоретичні припущення. Зіставлення результатів відповідно листовій електротехнічній сталі дозволяють зробити висновок, що зміни обґрунтовані зростанням **вихрових струмів** в сталі внаслідок погіршення ізоляції під впливом температури.

2. При числі відпалів менше трьох з позицій змін властивостей сталі переважає тривалий відпал при меншій температурі але більшої тривалості (4 години при 400°C).

3. Після третього відпалу при температурі 400°C та після першого відпалу при температурі 700°C, відбувається різке погіршення властивостей пакету сталі, що викликане зміною структури і погіршенням ізоляційного покриття між листами.

4. Після третього відпалу погіршення властивостей сталі має глобальний характер, тому використовувати її далі недоцільно.

4.2. Контроль втрат в сталі і зміни магнітного потоку

Щоб з'ясувати причини зросту втрат в пакеті сталі, необхідно досліджувати чинники:

- Розпушення листів пакету.
- Закорачення листів один з одним.
- Вигорання ізоляції між листами сталі.

Перший і третій фактори є причиною збільшення **потоку розсіяння** в міжлистовому просторі. Другий, що призводить до короткозамкнутих контурів, підсилює вплив **вихрових струмів** і призводить до зростання втрат.

Методика визначення втрат в пакеті враховує:

- магнітний ланцюг складається з **двох** різних магнітних матеріалів;
- **глибина** проникнення магнітного потоку в пакет не відома.

Глибину проникнення потоку можна визначити із співвідношення:

$$a = \sqrt{\frac{2}{\omega_0 \cdot \gamma \cdot \mu}}, \quad (4.1)$$

де ω_0 - кутова частота зміни магнітного потоку; μ - магнітна проникність матеріалу пакету; γ - питома провідність пакету.

Важливим є розпізнавання таких дефектів, як розпушення листів пакету та їх закорочування. Вимірювали криву струму намагнічування і криву напруги на вимірювальній обмотці; проводили аналіз таких діагностичних критеріїв, як втрати в міді P_m та спільні втрати P_1 .

Втрати в індукторі $P'_{c(B2)}$ визначали з апроксимованої залежності $P'_c = f(B)$.

Втрати для сталі індуктора:

$$P'_c = 195,76 \cdot 10^{-3} \cdot B^3 - 100,90 \cdot 10^{-3} \cdot B^2.$$

Оскільки візуально визначити пошкоджену ділянку не можливо, пошкодження пакету сталі (ПС) були внесені штучно: закорочення листів створено на ділянці ПС завдовжки $\approx 0,75$ довжини індуктора шляхом запилювання. Число запилів бічних поверхонь - 1 з кожного боку.

На рис. 4.6 показано часові залежності напруги u_1 (U_1 і U_{1S}). знятого ІДК Ширина смуги пропускання $b = 8 \cdot dt$, dt - крок дискретизації.

Зсув нуля сигналів здійснювали після згладжування за результатами підрахунку середніх значень за 3 періоди.

Частота мережі визначалося за даними миттєвих u_1 , при цьому крива при перетині осі часу приймалася лінійною. Частота у момент проведення вимірів $f = 49,41$ Гц. ПС піддавали відпалу при температурі $T = 400^\circ\text{C}$ тривалістю $t = 4$ години.

Результати досліджень залежності електричних і магнітних властивостей досліджуваних ділянок ПС, як функцій напруги U_1 , показано на рис. 4.7-4.11,

Цифрою 1 позначено залежності для *розпушеної* ділянки пакету сталі, цифрою 2 - для *замороженого* ПС, цифрою 3 - для нормального.

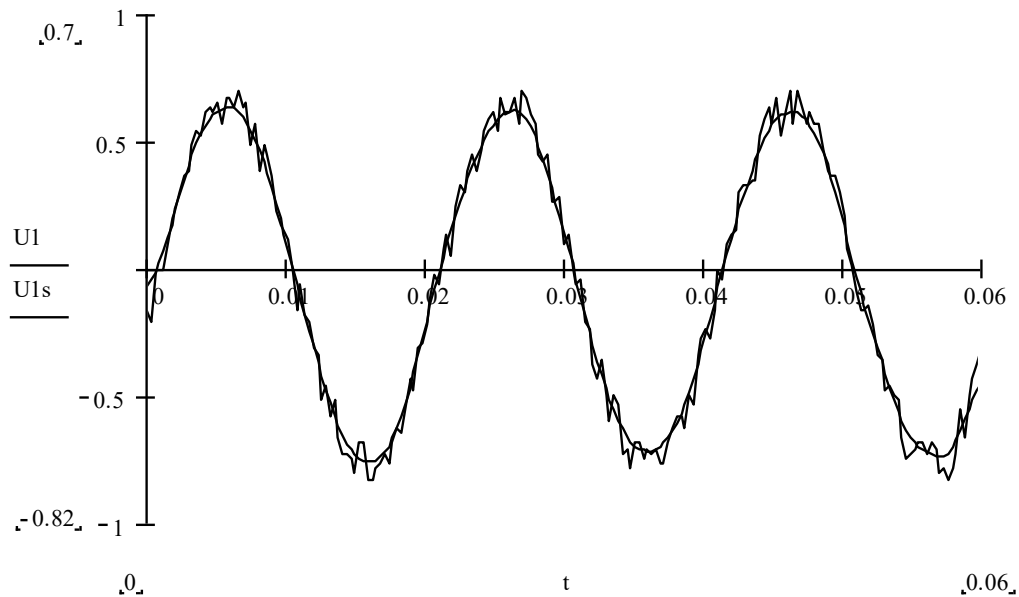


Рис. 4.6. Часові залежності згладженої вхідної напруги і знятого ІДК
 $u_1(t)$

Як видно рис.4.7 - 4.11, на пошкоджених ділянках спостерігаються наступні зміни:

- на закороченій ділянці зростають втрати в сталі P_c при зменшенні рівня індукції B_m ;
- на розпушеній ділянці і втрати в сталі P_c , і рівень індукції B_m зменшуються;
- на цих ділянках зростає споживана потужність за рахунок збільшення втрат в міді P_m , обумовлених зростанням намагнічуючого струму I_1 ;
- обидві пошкоджені ділянки характеризуються більшими значеннями напруженості магнітного поля H , – для розпушеної ділянки H найбільша, а B_m найменша, що вказує на потоки розсіяння і зниження магнітної індукції в пакеті.

З цього можна зробити висновок що в процесі дослідження можна розрізнати різні пошкодженнями по змінах інформативних параметрів – втратам в сталі P_c , намагнічуючого струму I_1 , напруги U_2 на вимірювальній обмотці індуктора при постійній напрузі U_1 ,

B_m, T

1,000
0,500

Рис. 4.7. Залежність $B_m = f(U_1)$

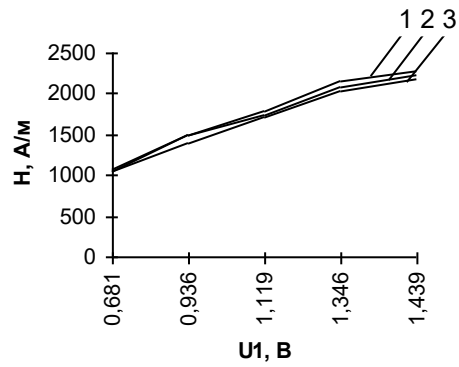


Рис.4.8. Залежність $H = f(U_1)$

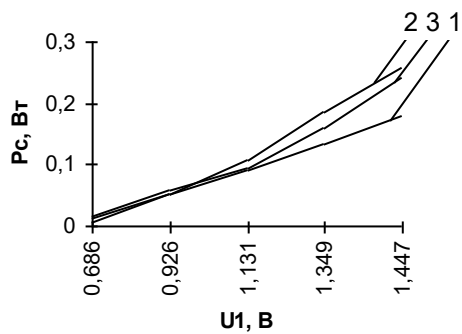


Рис. 4.9. Залежність $P_c = f(U_1)$

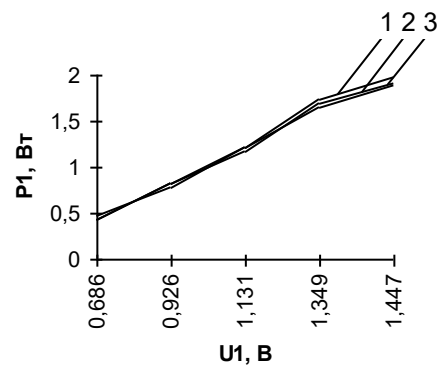


Рис. 4.10. Залежність $P_1 = f(U_1)$

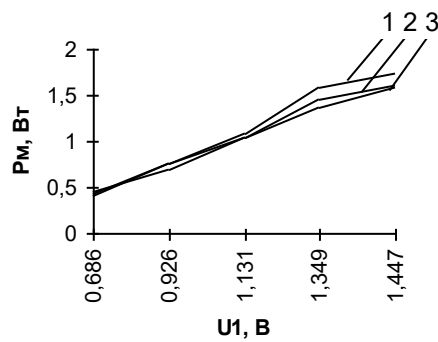


Рис. 4.11. Залежність $P_m = f(U_1)$

Окрім цього, при U_1 на лінійній кривій намагнічування для нормальної ділянки ($B \approx 0,85T$), на закороченій ділянці спостерігається спотворення кривої намагнічуючого струму I_1 (рис. 4.12), оскільки на закороченій ділянці сталь швидше насичується.

Оскільки намагнічуючий струм є незмінним для всього ПС, то зручніше аналізувати дійсні криві $P_c = f(B)$ і намагнічування. За результатами апроксимації криві $P_c = f(B)$ і намагнічування показані на рис. 4.13-4.14, індекси відповідають рис. 4.7-4.11.

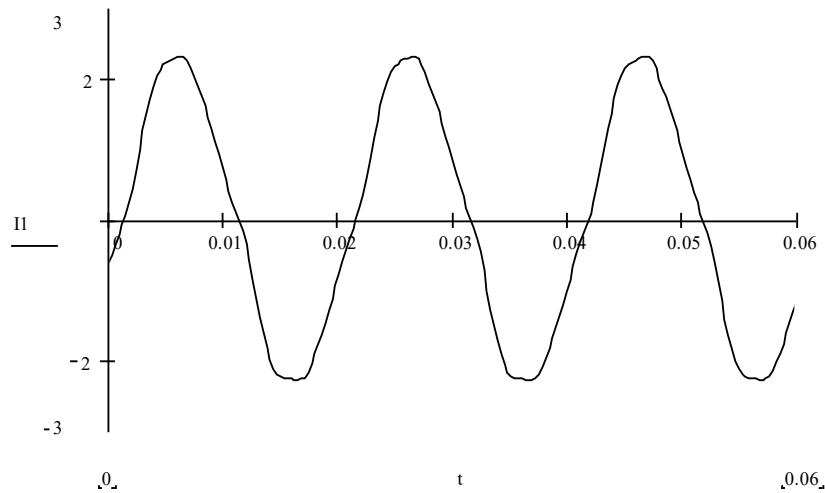


Рис. 4.12. Спотворення форми намагнічуючого струму I_1 на закороченій ділянці пакету сталі

Як видно кривих намагнічування (Рис. 4.13), одному значенню напруженості при різних ПС відповідають різні значення індукції, які нижчі, ніж для нормальної ділянки.

Втрати в сталі для закорочених ділянок вищі, ніж для нормальних, а для розпушених - нижчі.

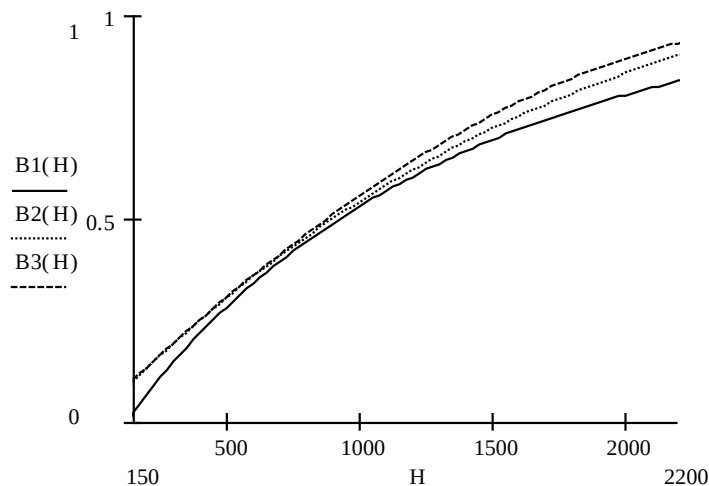


Рис. 4.13. Криві намагнічування ПС

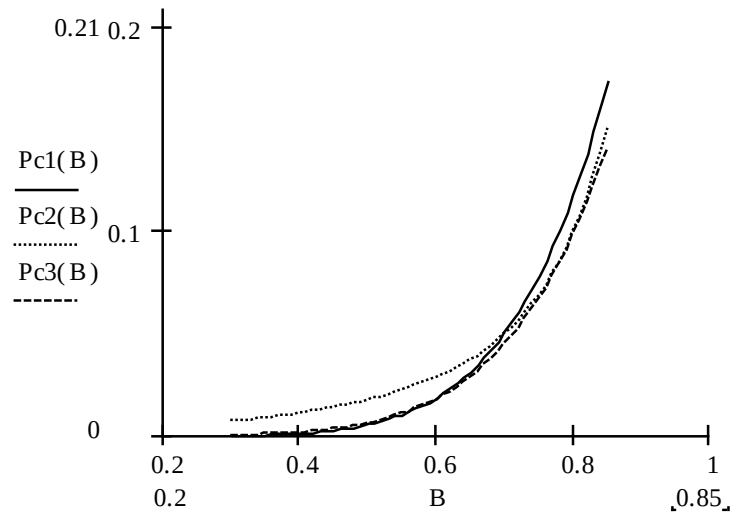


Рис. 4.14. Залежності $P_c = f(B)$ для ділянок пакету сталі

Так, при напруженості 2400 А/м втрати в сталі складають: 0,293 Вт - для нормального ПС, 0,197 Вт – для розпушеної ділянки, 0,379 Вт – для закороченої. Отже, на закороченій ділянці втрати вище на 29,4% за втрати на нормальній ділянці, втрати на розпушеній ділянці нижчі на 32,8%.

Втрати 0,379 Вт на закороченій ділянці еквівалентні 3,812 Вт/кг при частоті 50 Гц та індукції 1Т.

Отже, процес зниження магнітної індукції при зростанні втрат в ПС пояснюється наявністю розпушених і закорочених ділянок: вплив вихрових струмів посилюється на закорочених ділянках, бо ВС знижують своїми зустрічними полями результуючий магнітний потік і магнітну індукцію; на розпушених ділянках індукцію знижує наявність в магнітному колі повітряних зазорів.

Оскільки струм намагнічування не змінюється залежно від розташування пошкоджених ділянок, при проведенні локального тестування для реальних значень втрат в сталі необхідно вимірювати параметри при кількох напругах $U_1 = (0,9 \div 1,1) \cdot U_1$, а після визначення I_{1cp} , уточнити $P_{ссп}$ і значення P_c на ділянках.

Експериментальні криві намагнічування $B_m = f(H)$ і втрат $P_c = f(B_m)$ до та після відпалу показано на рис. 4.19-4.20 (криві до відпалу позначені - 1, після першого-третього відпалу - 2-4).

З рис. 4.19-4.20 видно, що при відпалі сталі ярма, зміна властивостей є рівномірною: магнітна індукція після кожного відпалу знижується на 2,6; 5 і 7,6 %, а втрати в сталі зростають на 6,2; 12,6 і 18,7 %.

Отримані результати підтверджують розподіл втрат в сталі пакетів на підставі експериментальних, заздалегідь знятих залежностей $P_c = f(B_m)$ для використовуваних типів сталей.

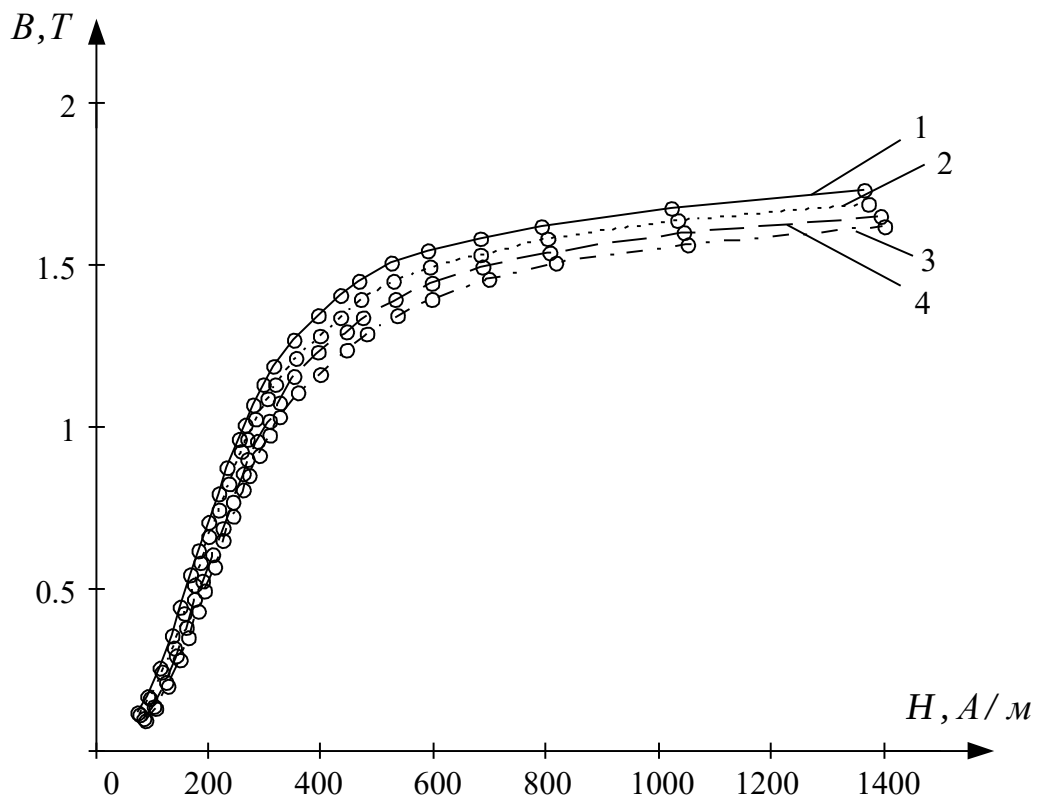


Рис. 4.19. Криві намагнічування $B_m = f(H)$ пакету при відпалах з температурою 400°C

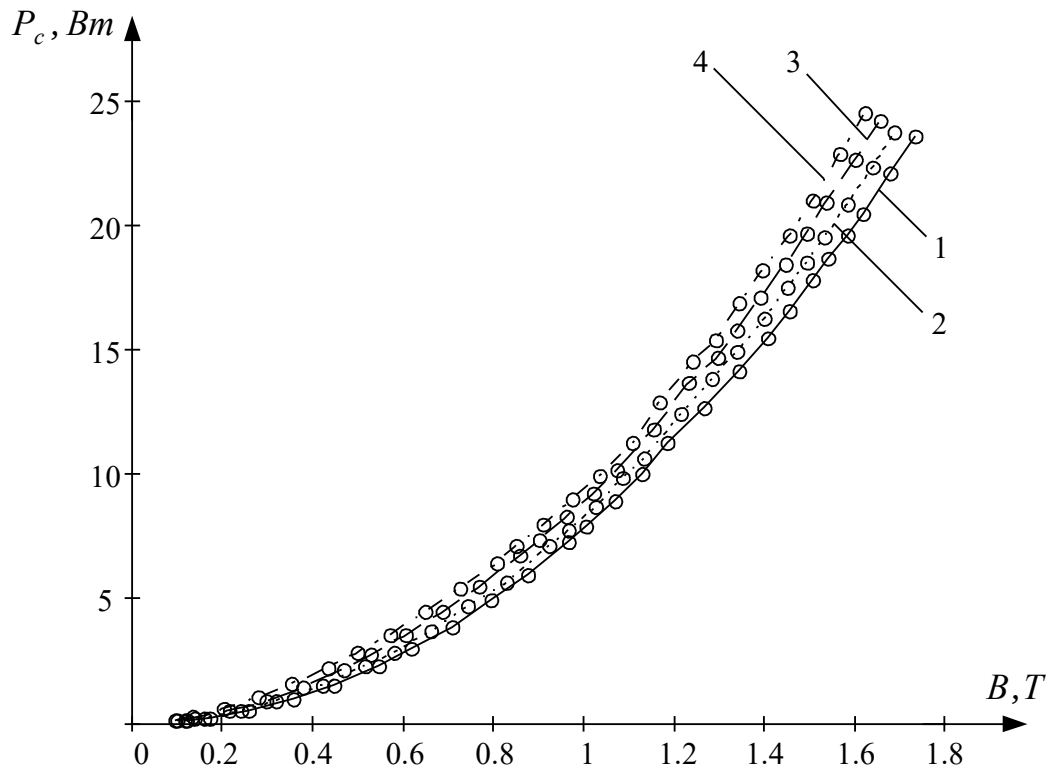


Рис. 4.20. Криві зміни втрат в сталі $P_c = f(B_m)$ при відпадах з температурою 400°C

4.3. Критерії діагностики електротехнічної сталі

У процесі передремонтної обробки ПС, після ремонту властивості електротехнічної сталі, - магнітна індукція B_m , втрати в сталі P_c , розподілені в осерді нерівномірно, тобто в ньому є аномальні зони, в яких листи закорочені, що призводить до зростання втрат в сталі та зниження магнітної індукції внаслідок впливу вихрових струмів.

Метод тестування магнітних і електричних властивостей сталі вздовж шихтовки дозволяє контролювати стан пакету на окремих ділянках осердя. Інформативність тестування пов'язана з довжиною давача-індуктора. З метою підвищення продуктивності контролю довжина давача-індуктора має бути якомога більшою. З іншого боку, така діагностика дозволить судити лише про середні втрати на ділянці без точної інформації про місце розташування дефектної ділянки.

В процесі визначення магнітних і електричних властивостей пакету сталі першочерговим є отримання картини розподілу втрат і магнітної індукції в об'ємі ЕТС. На рис. 4.23 точки вказують на зони аномалій в пакеті сталі, а цифри вказують: верхнє число – на рівень **втрат** в ЕТС, нижнє число – на рівень магнітній **індукції**, у відсотках від середнього рівня цих величин за об'ємом осердя.

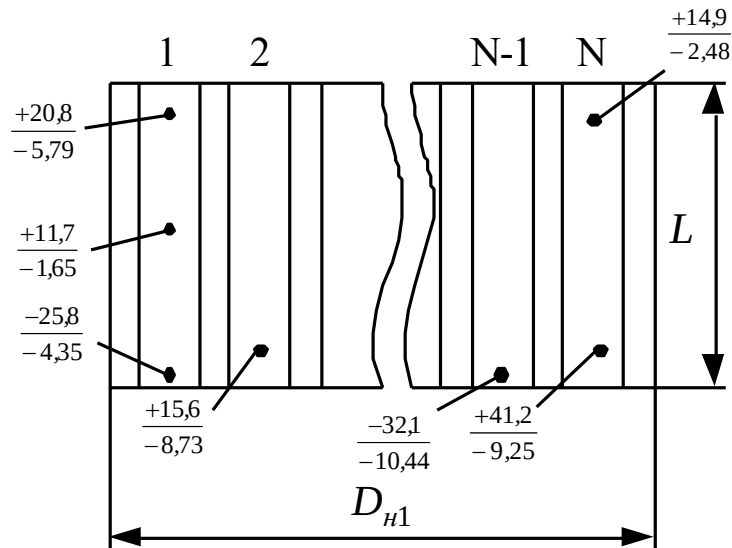


Рис. 4.23. Картина розподілу втрат в сталі і магнітній індукції

Отже, інформативність діагностики пакету сталі залежить від конструкції давача-індуктора, який повинен задовольняти вимогам:

- отримання точної інформації про втрати в сталі P_c і магнітній індукції B_m в пакеті сталі;
- визначення місця зон з пошкодженою сталлю в пакеті та розрізнення видів пошкоджень.

Оскільки майже всі місця пошкоджень сконцентровані у верхній частині пакету, то визначити точне місце пошкодження можна, тестуючи властивості пакету як показано на рис. 4.25. У робочому режимі таке тестування не дає необхідної інформації про стан ЕТС, тому що при нормальному не пошкоджену лакувальному покритті між листами (рис. 4.25 а), магнітний потік проходить по поверхні осердя по неоднорідному колу сталь-лак-сталь.

Проте, спосіб є набагато інформативніший за традиційне тестування наявності дефектів.

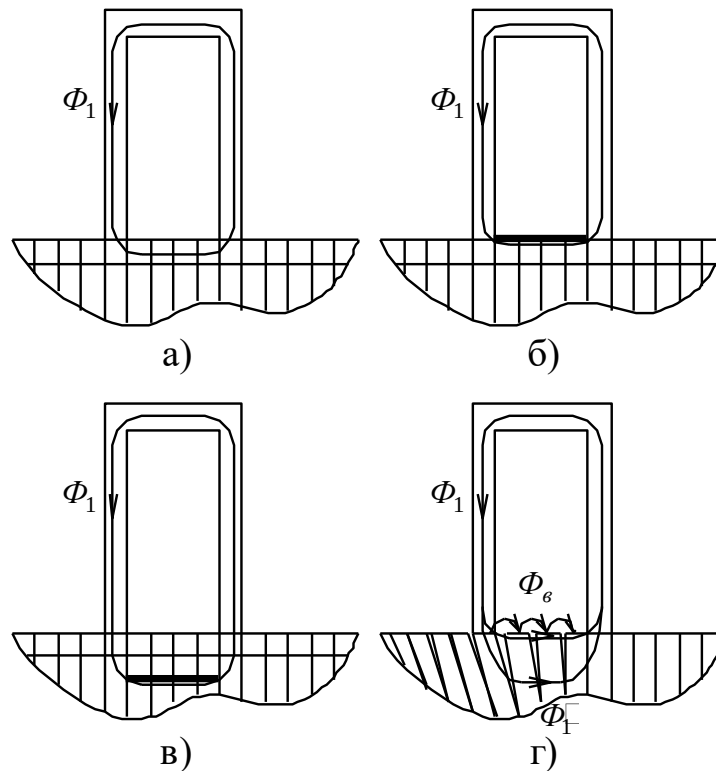


Рис. 4.25. Механізм виявлення пошкоджень ЕТС осердя

У разі закорочування на поверхні листів пакету (рис. 4.25 б), посилюється магнітний потік через перешийок із сполучених листів ЕТС.

При закорочуванні на **глибині** ПС, магнітний потік спочатку занурюється по листах углиб (рис. 4.25 в), що в результаті дає зміну низки параметрів - зростання втрат в сталі при зниженні намагнічуючого струму тощо.

При крнтролі вхрест шарів шихтовки, на розпушених ділянках виявляються потоки випучення (рис. 4.25 г) і зростають втрати в сталі, на відміну від тестування вздовж шарів шихтовки, коли втрати в сталі зменшуються внаслідок зменшення кількості листів, через які проходить магнітний потік.

З метою отримання діагностичних критеріїв для точного місця розташування пошкоджених ділянок, була проведена низка експериментальних досліджень:

1. Досліджено зміни діагностичних критеріїв при тестуванні вздовж шарів шихтовки.

2. При малій довжині індуктора для тестуванні вздовж шарів шихтовки досліджено різні пошкодження ЕТС. Підтверджено критерії діагностики, отримані для індукторів великої довжини (10 мм). Індуктори малої довжини (2,5 мм) дозволяють точніше виділяти ділянки з пошкодження

3. Для тестування пакету упоперек шарам шихтовки досліджено всі інформативні параметри, що можуть бути діагностичними критеріями.

Оскільки дослідження проводили для насиченої ЕТС, необхідні інформативні параметри були отримані шляхом виміру миттєвих значень намагнічуючого струму $i_1(t)$ і напруги $u_2(t)$ на вимірювальній обмотці індуктора.

Були досліджені критерії діагностики:

1) значення намагнічуючого струму в обмотці I_1 , напруги U_2 на вимірювальній обмотці;

2) магнітна індукція B_m , втрати в сталі P_c ;

3) коефіцієнти гармонік кривих напруги $u_2(t)$ і струму $i_1(t)$;

4) амплітуди струму $i_1(t)$ і напруги $u_2(t)$;

5) зсув фази Φ між кривими напруги $u_2(t)$ і струму $i_1(t)$.

Перша група критеріїв - значення струму I_1 необхідні для перерахунку на середній струм;

друга – безпосередньо основні контрольовані критерії;

третя – пов'язана із зміною гармонійного складу кривих на закорочених і розпушених ділянках ПС внаслідок противовпливу потоків вихрових струмів та впливу потоку випучення;

четверта використовується для дослідження властивостей насиченої ЕТС за допомогою вимірювальних приладів;

п'ятий критерій пов'язаний із зміною фази напруги $u_2(t)$ через реактивну дію вихрових струмів.

Дослідження проводили для трьох індукторів різних розмірів. Інформативні параметри знімали для трьох значень напруги, що характеризують різне насичення осердя.

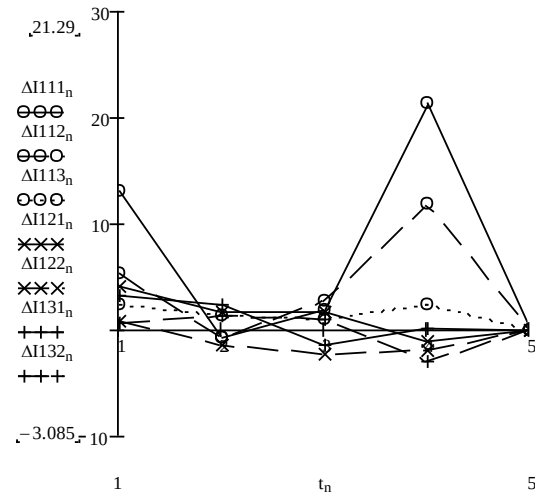
Для виявлення досліджуваних критеріїв на різних видах пошкоджень осердя, пошкодження були нанесені штучно:

- так, на ділянці 1 верхня частина пакету пошкоджена зубилом;
- на ділянці 2 краї закорочено шляхом спилу бокових поверхонь напилком;
- на ділянці 3 листи закорочені по всій поверхні за допомогою зашкурювання;
- на ділянці 4 – розпушені;
- ділянка 5 є нормальною.

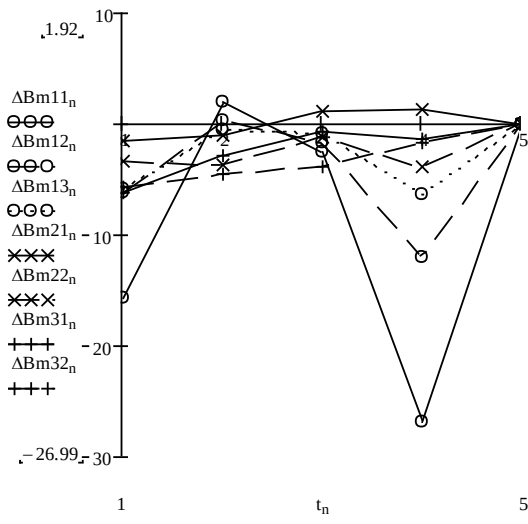
На рис. 4.26-4.27 показано діагностичні критерії, приведені до середнього значення намагнічуючого струму в обмотці і зміни інформативних критеріїв діагностики по відношенню до їх значень на нормальній ділянці.

На рис. 4.26а - залежності для $\Delta I_1, \%$, б - для $\Delta B_m, \%$, в - для $\Delta P_c, \%$, г - для $\Delta k_{eI1}, \%$, д - для $\Delta k_{eU2}, \%$, е - залежності для $\Delta \varphi, \%$, перша цифра після позначення відповідає номеру індуктора: 1 - №1, 2 - №2, 3 - №3.

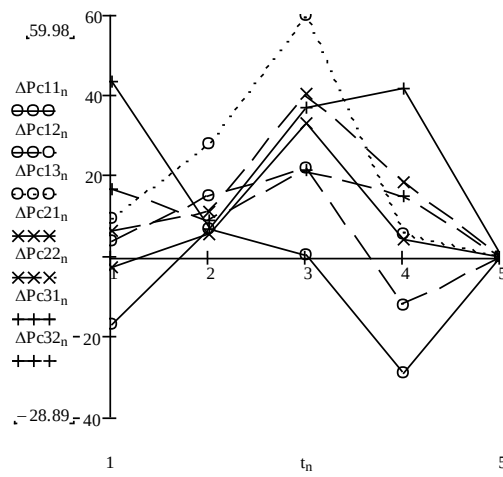
На рис. 4.27 – номери індукторів: 1 - №4, 2 - №5, 3 - №6.



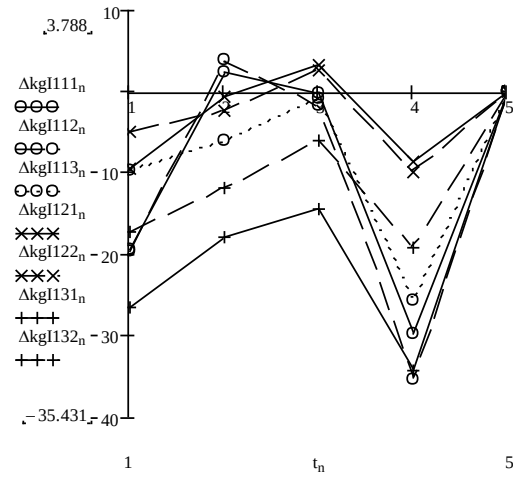
a)



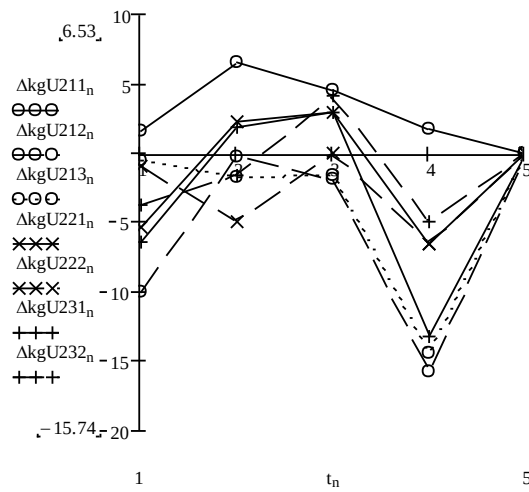
b)



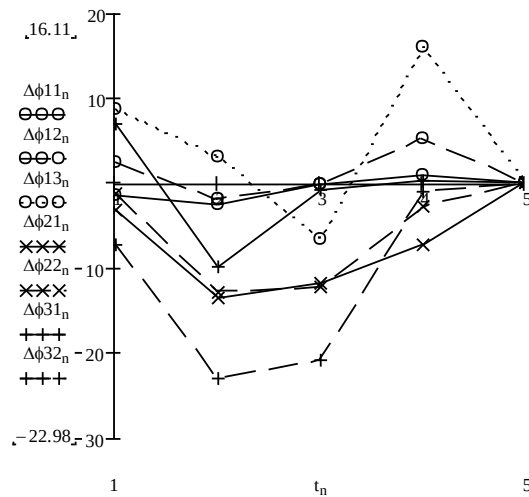
B)



Г)

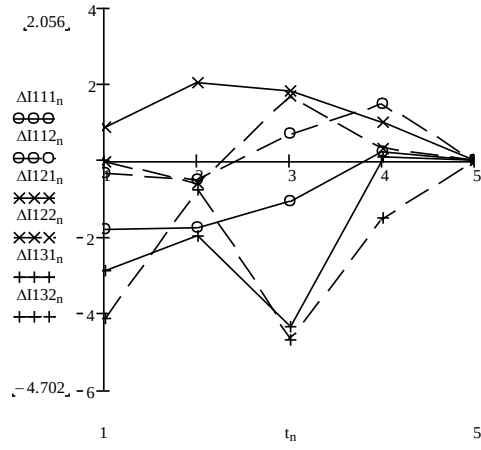


Д)

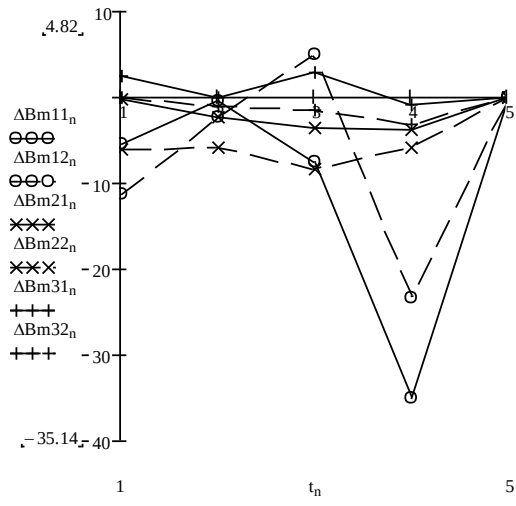


е)

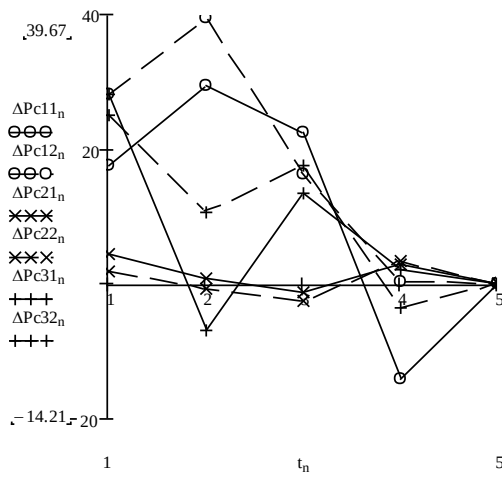
Рис.4.26. Графіки зміни критеріїв при діагностиці сталі вздовж шарів



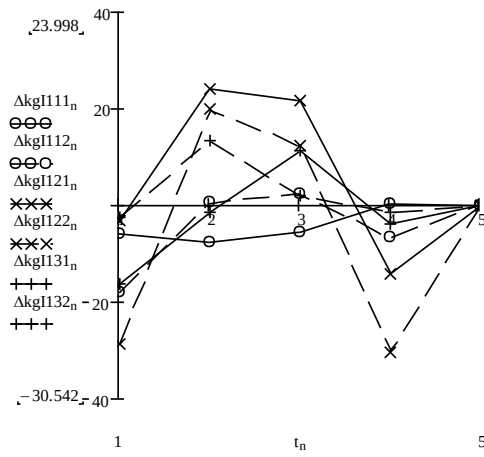
a)



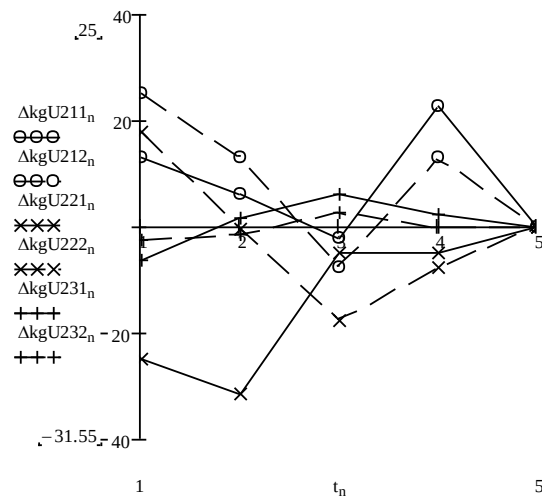
b)



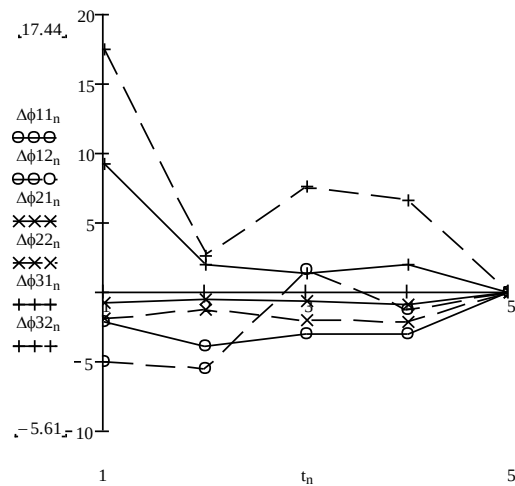
B)



Г)



Д)



Е)

Рис.4.27. Графіки зміни діагностичних критеріїв при тестуванні пакету впоперек шарів

Як видно з рис. 4.26-4.27, при тестуванні вздовж шарів інформативними є критерії:

- ✓ зріст намагнічуючого струму в обмотці, характерний для індукторів більшої довжини при мало насиченій ЕТС; із зростанням ступеня насичення ЕТС і зменшенням довжини індуктора критерій втрачає актуальність;
- ✓ падіння магнітної індукції і зміна втрат в сталі (зниження на розпушених і зростання на закорочених ділянках) – актуально для всього діапазону (критерії слабшають при насиченні);
- ✓ зміна коефіцієнтів гармонік досліджуваних кривих;
- ✓ зміна фазового зсуву.

Ділянки з розпушенням листів пакету або виникненням повітряних зазорів в магнітному колі для ділянок 1 і 4, можна відрізнити по приросту I_1 (+3-22%), зниженню B_m (-5-25%), зниженню втрат в сталі P_c (-1,8-30%), падінню коефіцієнтів гармонік k_{2I1} і k_{2U2} (-5-34% і -0,5-15% відповідно), приросту зсуву фаз φ (-7-5%).

На закорочених ділянках 2 і 3 I_1 росте трохи (+1,5-2%), а при зростанні насичення сталі - навіть знижується; падіння B_m в тричі менше, ніж на розпушеній ділянці (-0,65-4,6%); на зашкуреній ділянці є навіть підвищення; втрати в сталі P_c вищі за втрати на розпушеній ділянці в 2 рази (+0,2-59%), при цьому найвищий відсоток спостерігається на зашкуреній ділянці; коефіцієнти гармонік k_{2I1} і k_{2U2} дещо знижуються (-0,3-14%) (-0,1-5%); кут зсуву фаз φ змінюється більше (-0,5-23%).

Отже, розрізнити основні види пошкоджень (розпушення і закорочування листів ЕТС) можна за критеріями:

- ✓ значне зростання струму на розпушених ділянках внаслідок зниження магнітного імпедансу кола (менше число листів пакету сталі – характерніше для індукторів більшої довжини (індуктор №1);
- ✓ поєднання зниження магнітної індукції із зниженням втрат в сталі для розпушених ділянок, а для закорочених ділянок - зниження магнітної індукції з великим приростом втрат;

- ✓ зниження коефіцієнтів гармонік кривих струму і напруги на розпушених ділянках, або менше зниження - на закорочених ділянках;
- ✓ зменшення фазового зсуву між $i_1(t)$ і $u_2(t)$ (характерне для індукторів меншої довжини №2 і №3).

З приведеного видно, що діагностичні критерії справедливі для всіх типів індукторів.

При тестуванні **упоперек** шарів спостерігається:

- ✓ зростання намагнічуючого струму для індукторів 4 і 5 не є достовірним діагностичним критерієм внаслідок малих відмінностей для по-різному пошкоджених ділянок. Однак треба зазначити його зниження відносно струму на нормальній ділянці; для індуктора 6 спостерігається більше зниження струму на ділянках 1 і 3 (у 1,5-2 рази) відносно ділянок 2 і 4, що пояснюється падінням магнітного імпедансу;
- ✓ зміна фазового зсуву для індукторів 4 і 5 теж неінформативна, проте треба зазначити зріст зсуву фаз на зашкуреній ділянці, для індуктора 6 на розпушених ділянках кут зсуву фаз більший, ніж на закорочених;
- ✓ як і у разі тестування **вздовж**, спільне падіння магнітної індукції і зростання втрат в сталі актуальні для всього діапазону і всіх типів індукторів;
- ✓ зміна **коефіцієнтів гармонік** є діагностичним критерієм для всіх типів індукторів.

Треба зазначити, що розрізнити розпушені ділянки можна по значнішому зниженню магнітної індукції (у 1,5-3 рази відносно індукції закорочених ділянок), зросту втрат в сталі (в 1,5-2 рази вище за зміни для закорочених ділянок), падіння коефіцієнта гармонік кривої струму на розпушених ділянках і зріст на закорочених.

Для зашкуреної ділянки (закорочування всієї поверхні) треба зазначити зріст коефіцієнта гармонік кривої напруги.

При цьому найбільш виражені інформативні критерії для індуктора №6 – через те, що найменший вплив чинять властивості самого індуктора (бо індуктор виконаний з одного листа).

Отримані результати дозволяють зробити наступні висновки:

1. При тестуванні **вздовж** найдоцільніше застосовувати індуктори малої довжини (2-2,5 мм), що дозволяють точно визначити місця локальних пошкоджень, до того ж подібна конструкція дозволяє при меншому числі витків намагнічуючої обмотки, досягти необхідного магнітного потоку, що знижує габарити конструкції індуктора.

2. Найбільш інформативною конструкцією для тестування **упоперек** є зігнута пластина ЕТС (індуктор №6), оскільки вона дозволяє отримати для максимального розміру пошкоджених зон (2-2,5 мм) найбільшу величину магнітного потоку, унеможливорює неточне визначення місць пошкодження пакету сталі, які завжди знаходитимуться між зубцями індуктора, і характеризується найбільшими змінами діагностичних критеріїв.

3. Отримані діагностичні критерії дозволяють розрізняти зони з різними видами пошкоджень ПС.

4. Методи тестування **вздовж** і **упоперек** є взаємодоповнюючими, оскільки перший дає можливість отримати інформацію про дійсну зміну властивостей осердя, а другий дозволяє визначити, чи є аномалії розподілу втрат у верхніх зонах.

Отримана в результаті комплексного тестування діагностична інформація дозволить побудувати реальну картину розподілу втрат і магнітної індукції. Це дасть можливість проводити ремонт пакету сталі, видаляючи і замінюючи ділянки з аномальними втратами, також склеюючи розпушені листи шляхом лакування, і виконуючи стягування ослабленого осердя.

У розрахунковій методиці для визначення втрат в сталі:

$$P_c = p_{1,0/50} \cdot f^\alpha \cdot B^2, \quad (4.4)$$

де $p_{1,0/50}$ - питомі втрати в сталі при магнітній індукції 1 Тл на частоті 50 Гц; f - частота; B - магнітна індукція в ділянці магнітної системи.

В той же час, виходячи з фізики процесів виникнення втрат в сталі, можна записати:

$$P_c = a \cdot f \cdot B^2 + b \cdot f^2 \cdot B^2, \quad (4.5)$$

де перший доданок виражає втрати в сталі на гістерезис, а другий – на вихрові струми (a і b - коефіцієнти, залежні від властивостей сталі).

На підставі цих положень можна одержати:

$$\begin{cases} a + b = p_{1,0/50} \\ a \cdot f + b \cdot f^2 = p_{1,0/50} \cdot f^\alpha \end{cases} \quad (4.6)$$

Якщо $p_{1,0/50}$ і α відомі, можна підібрати a і b , тобто розділити втрати.

Закорочування можна врахувати введенням поправочного коефіцієнта

$$k_{vt} = \frac{\sum n_i \cdot \Delta_i^2}{n}, \quad (4.7)$$

де n - число тестованих листів сталі;

n_i, Δ_i - кількість закорочених ділянок і число листів сталі в закороченій області (для незакорочених ділянок $\Delta_i = 1$).

За допомогою коефіцієнта коректується значення

$$b' = b \cdot k_{vt} \quad (4.8)$$

і визначаються уточнені значення питомих втрат в сталі $p'_{1,0/50}$ і ступені частоти α' , які використовують надалі для визначення втрат в сталі у верхній зоні, де спостерігаються закорочені ділянки.

При визначенні втрат в сталі на вихрові струми і гістерезис, треба задавати під час тестування одночасно із зміною частоти зміну напруги:

$$\frac{U}{f} = const. \quad (4.9)$$

В цьому випадку

$$P_c = P_c + P_g = C_c \cdot f + C_g \cdot f^2, \quad (4.10)$$

де P_c і P_g - втрати в сталі на гістерезис і вихрові струми;

C_c і C_g - відповідні коефіцієнти, отримані від ділення втрат на частоту f .

Поділивши праву і ліву частку (4.10) на частоту f , отримаємо

$$\frac{P_c}{f} = C_c + C_g \cdot f, \quad (4.11)$$

тобто, знаючи частоту і змірявши втрати в сталі, можна визначити P_c і P_g .

Точніше будуть визначені і втрати на закорочених ділянках ПС.

5. ЕКОНОМІЧНА ЕФЕКТИВНІСТЬ СИСТЕМИ МОНІТОРИНГУ СИЛОВИХ ТРАНСФОРМАТОРІВ

При відмовах СТ збитки обумовлені значними затратами на ремонт (від 20 до 50 у.е./кВт), а й затратами від простою устаткування.

Оцінка техніко-економічних показників передбачає прийняття рішень стосовно вибору між проведенням капітального ремонту або ж заміною трансформатора на новий. Для прийняття оптимального рішення треба виконати аналіз чинників:

- втрати в трансформаторі;
- графік навантаження;
- витрати на обслуговування;
- чисельність аварійних ситуацій.

Задачею системи прийняття рішень з приводу ремонту або ж заміни трансформатора є мінімізація затрат на обслуговування та перехід до ремонтів устаткування за його техніко-економічним станом.

Проектно-діагностична модель здійснює оцінку:

- економічної ефективності устаткування на основі розрахунку терміну окупності нового трансформатора за рахунок економії на втратах, вартості обслуговування та підвищення надійності роботи;
- технічного стану трансформатора з використанням діагностичного моніторингу, що дозволяє оцінити необхідність виведення трансформатора в ремонт.

Завдання оцінки техніко-економічних показників трансформатора ускладнюється тривалим терміном служби (до 50 років) і високим коефіцієнтом корисної дії (до 99 %) за рахунок вдосконалення технології виготовлення трансформаторів.

Техніко-економічна оцінка роботи трансформаторів зводиться до збору інформації під час експлуатації (рис. 5.1):

3-й розраховує вартість демонтажу, монтажних і налагоджувальних робіт при заміні трансформатора;

4-й алгоритм здійснює комплексну оцінку поточного стану трансформатора та визначає вартість ремонту;

5-й виконує розрахунок терміну окупності нового трансформатора.

На першому етапі визначається оптимальна експлуатація трансформатора на кожному часовому кроці (рис.6.2). Оптимізація йде від кінця до початку періоду експлуатації. Результатом розрахунку на першому етапі є поверхня оптимальних рішень.

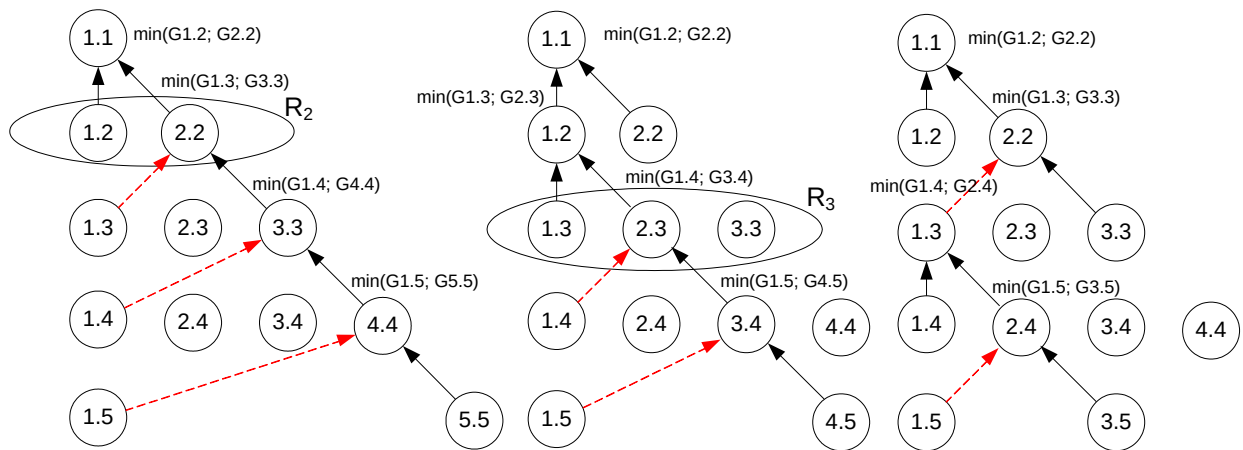


Рисунок 5.2 – Пошук варіанту заміни трансформатора

На другому етапі аналізують поверхню, отриману на першому етапі. Результатом є розрахунок терміну окупності нового трансформатора.

Протягом періоду, що складається з N етапів експлуатується трансформатор, який має вартість z , електричні втрати $c(t)$ і витрати на обслуговування та ремонт $r(t)$. Підприємство може експлуатувати трансформатор і далі, а може виконати заміну на N -му етапі. Критерієм для реалізації є мінімізація втрат нового трансформатора та економія на ремонтах.

Введемо позначення: f_n – стратегія заміни, що мінімізує витрати на відрізках $n, n+1, \dots, N-1$. Витрати, що відповідають стратегії заміни, включають дві складові: p_{in} – вартість заміни трансформатора з тривалістю

експлуатації на відрізку n ; k_{nt} – вартість експлуатації трансформатора на відрізку n , тривалість експлуатації якого в кінці відрізка рівна t .

Отже, маємо:

$$f_n(i) = \min[k_{ni+1} + f_{n+1}(i+1), p_{in} + k_{n1} + f_{n+1}(1)] \quad (5.1)$$

Необхідно отримати оптимальне значення f , котре залежить від результатів керованого процесу, що складається з N етапів. Стан, в якому знаходиться процес на кожному кроці, характеризується величиною G_{mn} , де m – номер стану на кожному кроці, n – номер кроку. З кожного положення G_{mn} процес може перейти залежно від зробленого вибору U_n^k у один із станів $G_{(m+1)n}$ зі станів R_n (рис. 5.2).

Стан G_{mn} не залежить від станів на попередніх кроках, а тільки від вибору на етапі n , що дозволяє використовувати метод динамічного програмування.

Величина f складається з доданків f_n , залежно в якому стані G_{mn} знаходився процес і яке при цьому було вибрано рішення U_n^k :

$$f = \sum_{n=0}^{N-1} f_n(G_{mn}, U_n^k) \quad (5.2)$$

Метою є пошук U_n^k , котрі мінімізують величину f , якщо відомий стан процесу G_0 на початковому етапі і стан G_n , у який він має перейти на кінцевому етапі. При цьому U_n^1 – означає продовжити експлуатацію трансформатора, а U_n^2 – замінити трансформатор на новий.

Для пошуку всіх варіантів вибір на кожному кроці проводиться з врахуванням наслідків в майбутньому, що досягається організацією процесу пошуку рішень від кінця до початку.

Ефект f_n , котрий отримують на n -му етапі, залежить від стану трансформатора G_{mn} і зробленого вибору U_n^k :

$$f_n = f_n(G_{mn}, U_n^k) = \begin{cases} c(t) + r(t), U = U_n^1 \\ c(0) + r(0) + z, U = U_n^2 \end{cases} \quad (5.3)$$

де $c(0)$ – втрати при експлуатації нового трансформатора; $r(0)$ – витрати на демонтаж старого, монтаж і наладку нового трансформатора; z – вартість нового трансформатора.

При пошуку варіанту проводять розрахунок економії на електричних втратах і вартості обслуговування, вартості витрат, пов'язаних із заміною та аналіз терміну окупності нового трансформатора.

За ефективністю зниження загальної кількості аварій трансформаторного устаткування система моніторингу (СМ) багаторазово перевищує проведення комплексних обстежень. Це пояснюється швидкістю реакції СМ на ознаки передаварійної ситуації трансформатора - кілька хвилин, і запобігти аваріям, «інкубаційний» період яких більший за кілька хвилин. Відключення трансформаторного устаткування може бути виконане в автоматичному режимі.

У разі використання комплексного обстеження трансформатора, час від проведення тесту до висновку може набувати декількох днів.

Проводячи порівняння двох підходів до діагностики трансформаторів, можна сказати, що на

Проте, на кошти, котрі витрачають на постачання однієї СМ, можна виконати комплексне обстеження 6...8 трансформаторів, що є економічнішим. Проводячи комплексне обстеження трансформаторного парку раз у три роки, можна знизити аварійність трансформаторного устаткування на 15 - 20 %. На противагу цьому, використання СМ є більш ефективним - зниження аварійності до 50 - 80 %. Якщо одна із СМ дозволить попередити хоч одну аварію трансформаторного устаткування, то окупляться витрати на 10...20 систем моніторингу.

Визначення додаткових капіталовкладень

Ціна програмної продукції C_{Π} :

$$C_{\Pi} = 7251,55 \text{ грн.}$$

Повна собівартість програмної продукції:

$$C_{\Pi} = 5801,25 \text{ грн.}$$

Плановий прибуток від реалізації розробленої програми:

$$\Pi_{\Pi} = 1450,3 \text{ грн.}$$

Визначення річних експлуатаційних витрат

Розрахунки виконуємо для двох варіантів - базовий, при використанні системи ПЗПР та з використанням СМ.

Впровадження системи моніторингу силових трансформаторів дозволяє збільшити тривалість ремонтного циклу, міжремонтного та міжоглядового періоду. Результати розрахунків зведемо до табл. 5.1.

Для базового варіанту витрати на поточний ремонт та технічне обслуговування трансформаторного устаткування включають:

Заробітну плату:

$$\Phi_{EKC} = Q_E \cdot T_{CE} \cdot K_o = 1584 \cdot 4,8 \cdot 1,3 = 9884,16 \text{ грн.} \quad (5.4)$$

де Q_E – річна трудоемність робіт ку;

T_{CE} – тарифна ставка робітників;

K_o – коефіцієнт, що враховує премії (1,25 - 1,35).

Основна та додаткова заробітна плата робітників з відрахуваннями:

$$Z'_{EKC} = \Phi_{EKC} \cdot \left(1 + \frac{H}{100}\right) = 9884,16 \cdot \left(1 + \frac{38,52}{100}\right) = 13786,4 \text{ грн.} \quad (5.5)$$

де H - норматив відрахувань у фонд соцстраху та в інші фонди, вартість експлуатаційних матеріалів 10...15% від Z'_{EKC} .

Тоді вартість експлуатаційних матеріалів може бути прийнята 15%:

$$Z_{EM} = 0,15 \cdot Z'_{EKC} = 0,15 \cdot 13786 = 2068 \text{ грн}$$

Таблиця 5.1. Розрахунок трудомісткості ремонтно-експлуатаційних робіт

Назва елементів Схеми	Кіль- кість	Тривалість, міс			Структура ремонтного циклу			Трудомісткість, нормо-год								
								Нормативна			За рем. цикл				Річна	
		$T_{p.ц.}$	$T_{p.н.}$	$T_{o.н.}$	n_{κ}	n_m	n_o	Q_{κ}^H	Q_m^H	Q_o^H	Q_{κ}	Q_m	Q_o	Q^{Σ}	Q_p	Q_{mo}
Базовий варіант																
ТРДН-32000/150-У1	2	144	36	2	1	3	68	2643	330	33	5286	1980	4488	11754	979,5	1584
Всього															979,5	1584
Новий варіант																
ТРДН-32000/150-У1	2	180	60	6	1	2	27	2643	330	33	5286	1320	1782	8388	559,2	792
Всього															559,2	792

Заробітну плату ремонтних робітників з відрахуваннями:

$$3'_{PEM} = 0,6 \cdot \Phi_P \cdot \left(1 + \frac{H}{100}\right) = 0,6 \cdot 6621,42 \cdot \left(1 + \frac{38,52}{100}\right) = 5541,33 \text{ грн} \quad (5.6)$$

де 0,6 - коефіцієнт, що враховує долю поточних ремонтів в загальній сумі ремонтних робіт;

Φ_P - заробітна плата робітників, $\Phi_P = Q_P \cdot T_{CP} \cdot K_\delta = 979,5 \cdot 5,2 \cdot 1,3 = 6621,42 \text{ грн}$

де Q_P – річна трудоємність ремонтних робіт при обслуговуванні трансформаторного парку;

T_{CP} – середня часова тарифна ставка ремонтного робітника;

K_δ – коефіцієнт, що враховує премії (1,25 - 1,35).

Вартість ремонтних матеріалів та запасних частин – 75 % від $3'_{PEM}$:

$$3_{PM} = 0,75 \cdot 3'_{PEM} = 0,75 \cdot 5541,33 = 4156 \text{ грн}$$

Річні експлуатаційні витрати для базового варіанту:

$$\begin{aligned} 3_\Sigma &= 3'_{EKC} + 3_{EM} + 3'_{PEM} + 3_{PM} = 13786,4 + 2068 + 5541,33 + 4156 = \\ &= 25551,73 \text{ грн.} \end{aligned} \quad (5.7)$$

Для нового варіанту витрати на поточний ремонт та технічне обслуговування трансформаторного устаткування включатимуть (5.4-5.7):

– заробітну плату робітників експлуатаційного персоналу:

$$\Phi_{EKC} = Q_E \cdot T_{CE} \cdot K_\delta = 792 \cdot 4,8 \cdot 1,3 = 4942,08 \text{ грн.} \quad (5.8)$$

Основна та додаткова заробітна плата експлуатаційних робітників з відрахуванням:

$$3'_{EKC} = \Phi_{EKC} \cdot \left(1 + \frac{H}{100}\right) = 4942,08 \cdot \left(1 + \frac{38,52}{100}\right) = 6893,21 \text{ грн.}$$

$$3_{EM} = 0,15 \cdot 3'_{EKC} = 0,15 \cdot 6893,21 = 1034 \text{ грн}$$

$$3'_{PEM} = 0,6 \cdot \Phi_P \cdot \left(1 + \frac{H}{100}\right) = 0,6 \cdot 3780,2 \cdot \left(1 + \frac{38,52}{100}\right) = 3163,6 \text{ грн}$$

де $\Phi_P = Q_P \cdot T_{CP} \cdot K_\delta = 559,2 \cdot 5,2 \cdot 1,3 = 3780,2 \text{ грн}$

$$3_{PM} = 0,75 \cdot 3'_{PEM} = 0,75 \cdot 3163,6 = 2373 \text{ грн}$$

Річні експлуатаційні витрати для нового варіанту складуть:

$$Z_2 = Z'_{EKC} + Z_{EM} + Z'_{PEM} + Z_{PM} = 6893,2 + 1034 + 3163,6 + 2373 = 13463,8 \text{ грн.}$$

Крім того, в базовому варіанті є витрати на вимірювання параметрів роботи устаткування. При використанні СМ це відбувається в автоматичному режимі.

У новому варіанті виникають додаткові витрати на амортизацію, витрати пов'язані з технічним обслуговуванням та ремонтом обчислювальної техніки та комп'ютерних мереж. Результати розрахунків зводимо до табл. 5.2.

Таблиця 5.2. Розрахунок експлуатаційних витрат

Найменування статей витрат		Позначення	Сума витрат, грн (за варіантами)	
			Базовий	Новий
1	Витрати на поточний ремонт та технічне обслуговування трансформаторного устаткування	Z	25551,73	13463,8
2	Витрати на проведення вимірювань параметрів роботи електроустаткування	$Z_{ВИМ}$	9840	—
3	Витрати на технічне обслуговування та ремонт обчислювальної техніки та комп'ютерних мереж	Z_{OT}	—	2140
4	Витрати на амортизацію	Z_{AM}	—	8713
Всього витрат за рік		Z_{Σ}	35391,73	24316,8

Визначення економічної ефективності

Економічна ефективність програмного комплексу визначається для розробника та споживача за показниками:

Економічний ефект від виготовленні програмної продукції визначається як:

$$E_B = (C_{II} - C_{II}) \cdot N - E_H \cdot K_P = (7251,55 - 5801,25) \cdot 20 - 0,25 \cdot 122246 \cdot 3/12 = 21360 \text{ грн}, \quad (5.9)$$

де K_P – балансова вартість основних фондів розробника, грн.;

C_{II} – ціна програмної продукції, грн.;

C_{II} – повна собівартість програмної продукції, грн.

Період окупності капітальних вкладень у виробника програмної продукції:

$$T_B = \frac{K_P}{(C_{II} - C_{II}) \cdot N} = \frac{122246}{(7251,55 - 5801,25) \cdot 20 \cdot 12/3} \approx 1,1 \text{ року}. \quad (5.10)$$

Економічного ефект у користувача програмної продукції:

$$E_{CI} = (Z_{\Sigma\delta} - Z_{\Sigma H}) - E_H \Delta K = (35391,73 - 24316,8) - 0,25 \cdot 34852 = 4034 \text{ грн}, \quad (5.11)$$

Період окупності капітальних вкладень у споживача за рахунок зниження експлуатаційних витрат:

$$T_{CI} = \frac{\Delta K}{Z_{\Sigma\delta} - Z_{\Sigma H}} = \frac{34852}{35391,73 - 24316,8} = \frac{34852}{11074,93} \approx 3,1 \text{ року}. \quad (5.12)$$

Показники економічної ефективності програмного комплексу зводимо до табл. 5.3.

Таблиця 5.3. Показники економічної ефективності програмної продукції

№ п/п	Найменування показників	Одиниця виміру	Величина
1	Повна собівартість розробленої програми	грн.	5801,25
2	Ціна розробленої програми	грн.	8701,86
3	Плановий прибуток від реалізації розробленої програми	грн.	1450,3
4	Рентабельність програмної продукції	%	25
5	Величина економічного ефекту при виготовленні програмної продукції	грн.	21360
6	Період окупності додаткових капітальних вкладень у виробника програмного комплексу	років	1,1
7	Об'єм додаткових капітальних вкладень у споживача програмного комплексу	грн.	34852
8	Величина економічного ефекту у користувача програмної продукції	грн.	4034
9	Період окупності додаткових капітальних вкладень у користувача програмної продукції	років	3,1

6. ОХОРОНА ПРАЦІ

Розрахунок грозозахисту

Число уражень блискавкою у рік споруд висотою до 60 м:

$$N = (B + 6h_x)(L + 6h_x)n \cdot 10^{-6} = (24 + 6 \cdot 10) \cdot (80 + 6 \cdot 10) \cdot 6 \cdot 10^{-6} = 0,07,$$

Де B – ширина об'єкту, м; L – довжина; h_x – висота; n – середнє число уражень 1 км² поверхні у рік.

Розрізняють зони захисту типу А, де ступень надійності складає 99,5 % і зону захисту Б із ступенем надійності 95 %.

Для захисту від ударів блискавки – стержневі та тросові захисти.

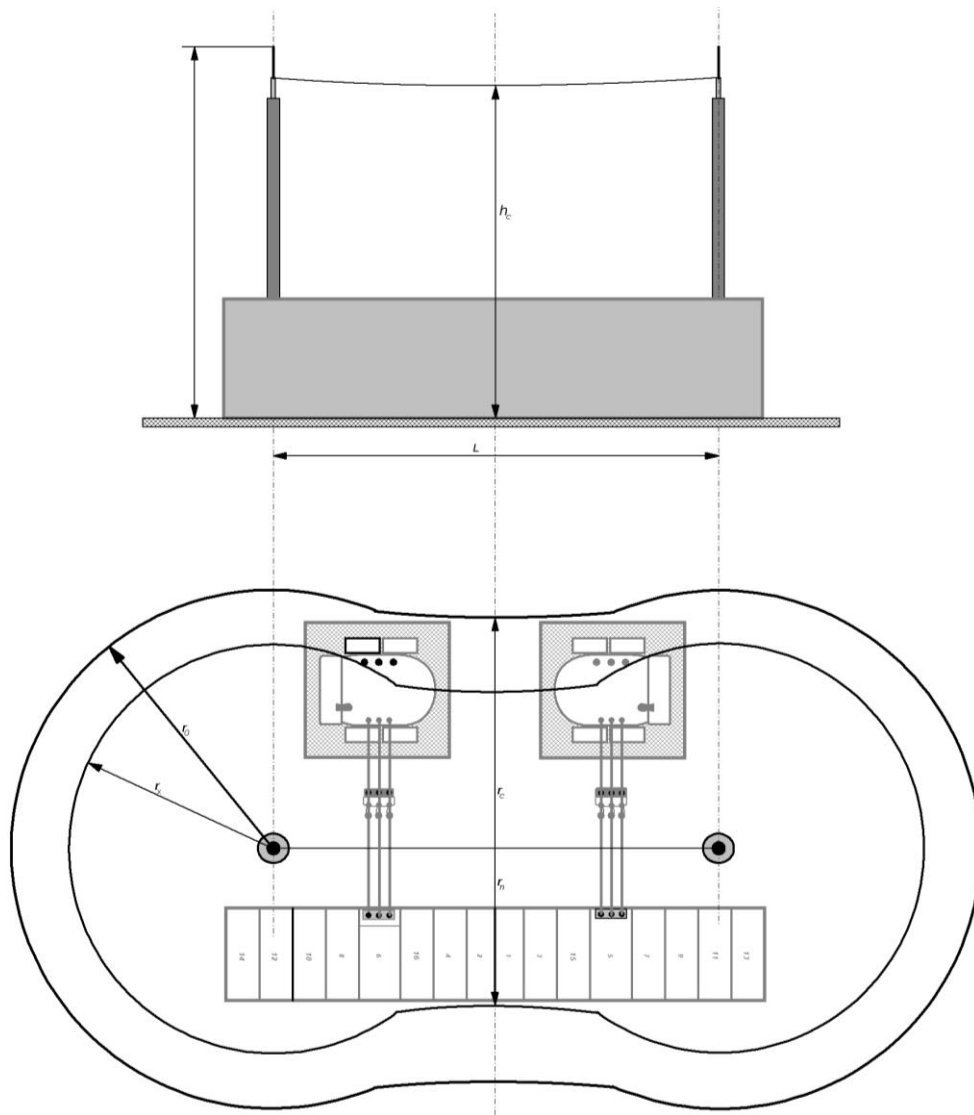


Рисунок 6.1 – Зони захисту, створені двома блискавковідводами

Для захисту від блискавки застосуємо тросовий блискавкоприймач перерізом $48,26 \text{ мм}^2$. Для пристрою струмовідводів застосуємо круглу сталь і стальний канат діаметром $5 - 6 \text{ мм}$.

Зона захисту одиничного тросового блискавковідводу висотою $h \leq 150 \text{ м}$ зображена на рис 6.1.

h – в точці найбільшого провису тросу. При висоті опор $h_{оп}$ і довжині прольоту $a < 120 \text{ м}$ висоту сталюго тросу перерізом $35 - 50 \text{ мм}^2$ визначають як $h = h_{оп} - 2 \text{ м} = 20 - 2 = 18 \text{ м}$.

Зона захисту одиничних тросових блискавковідводів для зони Б

$$\left. \begin{aligned} h_0 &= 0,92 \cdot h = 0,92 \cdot 18 = 16,56 \text{ м}; \\ r_0 &= 1,7 \cdot h = 1,7 \cdot 18 = 30,6 \text{ м}; \\ r_x &= 1,7 \left(h - \frac{h_x}{0,92} \right) = 1,7 \left(18 - \frac{10}{0,92} \right) = 12,12 \text{ м}. \end{aligned} \right\}$$

ВИСНОВКИ

Моніторинг - це контроль за характеристичними параметрами працюючого устаткування під напругою в режимі *on-line*.

Актуальним завданням є оцінка фактичного стану силового електроустаткування за наслідками комплексних обстежень та діагностики.

За ефективністю зниження аварій трансформаторного устаткування система моніторингу (СМ) багаторазово перевищує проведення комплексних обстежень. Це пояснюється швидкодією реакції СМ на ознаки передаварійної ситуації трансформатора - кілька хвилин. Завдяки цьому є можливість надійно запобігти тим аваріям, «інкубаційний» час яких більше або рівно вказаному інтервалу часу. Позитивним є те, що відключення устаткування може бути виконане в автоматичному режимі. Використання системи моніторингу є найбільш дієвим і ефективним засобом зниження до 50 - 80 % від загальної кількості аварій, що відбуваються з трансформаторним устаткуванням.

В роботі виконано аналіз сучасного стану діагностування силових трансформаторів, визначений набір інформативних параметрів; проведено моделювання взаємодії індуктора з вертикально-шаровими середовищами. При тестуванні вздовж, знаючи залежність втрат в індукторі, можна визначити втрати в пакеті, встановивши напругу, що намагнічує обмотку, при якій в пакеті наводилося номінальна індукція.

Проведено розрахунки економічної ефективності системи моніторингу силових трансформаторів на прикладі трансформатора ТРДН-32000/150-У1. З результатів розрахунків експлуатаційних витрат, величини економічної ефективності та періоду окупності, який склав приблизно 3 роки, видно, що впровадження запропонованих заходів є економічно доцільними і період їх окупності не перевищує 3-7 років.

ПЕРЕЛІК ПОСИЛАНЬ

1. Діагностування РПН силових трансформаторів з використанням нечітких множин / П. Д. Лежнюк, О. Є. Рубаненко, М. І. Пиріжок // Вісник Приазовського державного технічного університету. – 2005. – № 15. – С. 64–69.
2. Сазыкин В. Г. Организационные аспекты эксплуатации изношенного электрооборудования / В. Г. Сазыкин // Промышленная энергетика. – 2000. – №4. – С.28–35.
2. Техническая диагностика. Термины и определения: ГОСТ 20911–89. – [Введ. 1991-01-01]. – М. : Изд-во стандартов, 1990. – 13 с.
3. Кутин В. М. Диагностирование электрооборудования электрических систем /В. М. Кутин, В. И. Брейтбурд. – К. : УМК ВО, 1991. – 104 с.
4. Техническое диагностирование устройств промышленной энергетики после длительной эксплуатации / С. В. Сафронов, О. К. Прохода, В. А. Медеров, А. В. Никитин // Промышленная энергетика. – 1992. – №10. – С.33–36.
5. Инструкция по эксплуатации технологических защит основного и вспомогательного оборудования энергоблоков 1–6 Ладыжинской ТЭС. – Ладыжин, 2003. – 30 с.
6. Макаров О. Н. Опыт эксплуатации элегазового оборудования 220 кВ на ТЭЦ-27 Мосэнерго / О. Н. Макаров, Д. Ю. Вавилов // Электрические станции. – 2002. – № 10. – С. 41–43.
7. Аракелян В. Г. Метод оперативной физико-химической диагностики элегазовых электротехнических аппаратов / В. Г. Аракелян, В. Н. Демина // Электротехника. – 2002. – № 8. – С. 22–29.
8. Таран В. П. Диагностирование электрооборудования / В. П. Таран. – К. : Техника, 1983. – 200 с.
9. Макаревич Л. В. Современные тенденции в создании и диагностике силовых трансформаторов больших мощностей / Л. В. Макаревич, Л. Н.

Шифрин, М. Е. Алпатов // Известия Академии наук. Энергетика. – 2008. – № 1. – С. 45–69.

10. О надежности силовых трансформаторов и автотрансформаторов электрических сетей / М. Ю. Львов, Ю. Н. Львов, Ю. А. Дементьев и др. // Электрические станции. – 2005. – № 11. – С. 69–75.

11. Вопросы повышения надежности работы блочных трансформаторов / Б. В. Ванин, Ю. Н. Львов, М. Ю. Львов и др. // Электрические станции. – 2003. – № 7. – С. 38–42.

12. Алексеев Б. А. Продление срока службы силовых трансформаторов. Новые виды трансформаторного оборудования. СИГРЭ-2002 / Б. А. Алексеев // Электрические станции. – 2003. – № 7. – С. 63–69.

13. Алексеев Б. А. Обследование состояния силовых трансформаторов. СИГРЭ-2002 / Б. А. Алексеев // Электрические станции. – 2003. – № 6. – С. 74–80.

14. РД 34.45-51.300-97. Объем и нормы испытаний электрооборудования / Под общей редакцией Б. А. Алексеева, Ф. Л. Когана, Л. Г. Мамикоянца. – М.: Изд-во НЦ ЭНАС, 1998.

15. Попов Г. В. Алгоритм комплексной диагностики масляных трансформаторов / Г. В. Попов, Ю. Ю. Рогожников // Электрические станции. – 2003. – № 8. – С. 54–59.

16. Голоднов Ю. М. Контроль за состоянием трансформаторов / Ю. М. Голоднов. – М. : Энергоатомиздат, 1988. – 88 с. – (Б-ка электромонтера: Вып. 603).

17. Хренников А. Ю. Диагностика силовых трансформаторов в Самарэнерго методом низковольтных импульсов / А. Ю. Хренников, О. М. Киков // Электрические станции. – 2003. – № 11. – С. 47–51.

18. Осотов В. Н. Оценка механического состояния обмоток крупных трансформаторов без их разборки / В. Н. Осотов, В. Н. Рущинский, В. В. и др. // Электрические станции. – 2003. – № 6. – С. 51–57.

19. Показатели состояния изоляции для оценки возникновения внутренних коротких замыканий в силовых трансформаторах / В. Б. Ванин, Ю. Н. Львов, М. Ю. Львов, Б. Н. Неклепаев // Электрические станции. – 2003. – № 2. – С. 65–69.

20. Monitoring of Winding Displacement in HV Transformer in Service / R. Malewski, A. Yu. Khrennikov, O. A. Shlegel, A. G. Dolgoplov CIGRE, Italy, Padua, 1995, 4-9 Sept.

21. Khrennikov A. Yu. Short-circuit performance of power transformers. LVI Test experience at Samaraenergo Co and at Power Testing Station in Togliatti, including fault diagnostics / A.Yu. Khrennikov CIGRE, Hungary, Budapest, 1999, 14-17 June.

22. Lapworth J.A. Transformer Winding Movement Detection by Frequency Response Analysis (FRA) / J.A. Lapworth, A.J. McGrail - Sixty-Sixth Annual International Conference of Doble Clients, 1999, April.

23. Oommen T.V. Bubble generation in transformer windings under overload conditions / T. V. Oommen, E. M. Pertie, S. R. Lidgren - Sixty- Second International Conference of Doble Clients, 1995, March.

24. Алексеев Б.А. Контроль влажности изоляции силовых трансформаторов. Использование поляризационных явлений / Б.А. Алексеев // Электрические станции. – 2004. – № 2. – С. 57–63.

25. Нормирование показателей для оценки износа изоляции обмоток силовых трансформаторов / М. Ю. Львов, М. И. Чичинский, Ю. Н. Львов и др. // Электрические станции. – 2002. – № 7. – С. 51–54.

26. Эксплуатация силовых трансформаторов при достижении предельно допустимых показателей износа изоляции обмоток /В. Б. Ванин, Ю. Н. Львов, М. Ю. Львов, Л. Н. Шифрин // Электрические станции. – 2004. – № 2. – С. 63–65.

27. О регенерации целлюлозной изоляции обмоток силовых трансформаторов с длительным сроком эксплуатации / В. Б. Комаров, М. Ю. Львов, Ю. Н. Львов и др. // Электрические станции. – 2004. – № 6. – С. 63–67.

28. Experiences from on-site transformers oil reclaiming/ O. Berg, K. Herdlevar, M. Dahlung a.o. – Session 2002 CIGRE.

29. Pantic V.A. Extension of the lifetime and increase of the transformer operation safety on the grid / V.A. Pantic, D.V. Pantic, B. Microsavljjevic. – Session 2002 CIGRE.

30. Шинкаренко Г. В. Методы выявления дефектов силовых трансформаторов / Г. В. Шинкаренко, В. А. Карачун, М. А. Юхименко // Электрические станции. – 2005. – № 9. – С. 52–62.

31. Ванин В. Б. Оценка влагосодержания изоляции обмоток силовых трансформаторов по диэлектрическим характеристикам / В. Б. Ванин, Ю. Н. Львов, М. Ю. Львов // Электрические станции. – 2004. – № 9. – С. 61–63.

32. Кучинский Г. С. Частичные разряды в высоковольтных конструкциях / Г. С. Кучинский. – Л.:Энергия. Ленингр. отделение, 1979. – 244 с.

33. Хренников А. Ю. Контроль изменения индуктивного сопротивления трансформатора для определения повреждений в обмотках/А. Ю. Хренников, О. А. Шлегель // Энергетик. – 2004. – № 2. – С. 27–30.

34. Диагностика устройств регулирования напряжения силовых трехфазных трансформаторов / Г. М. Михеев, Ю. А. Федоров, В. М. Шевцов, С. М. Баталыгин // Электрические станции. – 2006. – № 4. – С. 54–61.

35. Лежнюк П. Д. Діагностування РПН силових трансформаторів з використанням нечітких множин / П. Д. Лежнюк, О. Є. Рубаненко, М. І. Пиріжок // Вісник Приазовського державного технічного університету. – 2005. – № 15. – С. 64–69.

