

МІНІСТЕРСТВО ОСВІТИ І НАУКИ УКРАЇНИ
НАЦІОНАЛЬНИЙ АВІАЦІЙНИЙ УНІВЕРСИТЕТ
АЕРОКОСМІЧНИЙ ФАКУЛЬТЕТ
КАФЕДРА КОМП'ЮТЕРИЗОВАНИХ ЕЛЕКТРОТЕХНІЧНИХ СИСТЕМ ТА
ТЕХНОЛОГІЙ

ДОПУСТИТИ ДО ЗАХИСТУ
Завідувач випускової кафедри

В.П. Квасніков
“ _____ ” _____ 2022 р.

ДИПЛОМНА РОБОТА
(ПОЯСНЮВАЛЬНА ЗАПИСКА)

ЗДОБУВАЧА ОСВІТНЬОГО СТУПЕНЯ «БАКАЛАВР»

Тема «Комп'ютеризована система контролю ізоляції високосольтного обладнання»

Виконавець _____
(підпис)

студент ЕЕ-414 Марчук В.А.
(студент, група, прізвище, ім'я, по батькові)

Керівник _____
(підпис)

д.т.н., доцент Орнатський Д.П.
(науковий ступінь, вчене звання, прізвище, ім'я, по батькові)

Нормоконтролер _____
(підпис)

Катаєва М.О.
(П.І.Б)

Київ 2022

НАЦІОНАЛЬНИЙ АВІАЦІЙНИЙ УНІВЕРСИТЕТ

Аерокосмічний факультет

Кафедра: комп'ютеризованих електротехнічних систем та технологій

Освітній ступень: «Бакалавр»

Спеціальність: 141 «Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка»,

Освітньо-професійна програма «Електротехнічні системи електроспоживання»

ЗАТВЕРДЖУЮ

Завідувач кафедри

В.П. Квасніков

« _____ » _____ 2022 р.

ЗАВДАННЯ

на виконання дипломної роботи

Марчука Владислава Андрійовича

(П.І.Б. випусника)

1. Тема проекту: «Комп'ютеризована система контролю ізоляції високосольного обладнання» затверджена наказом ректора від « _____ » 2022 р. № 396/ст.
2. Термін виконання роботи: з " ____ " _____ 2022 р. по " ____ " _____ 2022 р.
3. Вихідні дані до роботи: нормативні документи (ПУЕ), фотографії, малюнки.
4. Зміст пояснювальної записки: огляд стану проблеми, основна частина, системи діагностики та моніторингу, аналіз результатів діагностики та моніторингу, обґрунтування застосування АСМД.
5. Перелік обов'язкового графічного (ілюстрованого) матеріалу: AutoCAD, MathCAD, Adobe Photoshop.
6. Календарний план-графік

№ з/п	Завдання	Термін виконання	Підпис керівника
1	Вивчення інформаційних джерел	08.03 – 16.03.2022	
2	РОЗДІЛ 1 Огляд стану проблеми	18.03 – 29.03.2022	
3	Розділ 2. Основна частина	02.04 – 13.05.2022	
4	Розділ 3. Системи діагностики та моніторингу	14.05 – 17.05.2022	
5	Аналіз результатів діагностики та моніторингу	18.05 – 22.05.2022	
6	Обґрунтування застосування АСМД	23.05 – 25.05.2022	

7. Дата видачі завдання: ” ___ ” _____ 2022 р.

Керівник дипломної роботи _____ Орнатський Д.П.
 (підпис керівника) (П.І.Б.)

Завдання прийняв на виконання _____ Марчук В.А.
 (підпис випускника) (П.І.Б.)

РЕФЕРАТ

Бакалаврська робота на тему «Комп'ютеризована система контролю ізоляції високосольтного обладнання» містить 55 сторінок текстового документа, 28 малюнків, 3 таблиці, 31 джерело.

МОНІТОРИНГ, ДІАГНОСТИКА, ЧАСТИЧНІ РОЗРЯДИ, ПРОГНОЗУВАННЯ, АНАЛІЗ.

Об'єкт дослідження – підстанція «Електрокотельна №1».

Предмет дослідження – фактори, що впливають на часткові розряди силових трансформаторів.

Мета дослідження – аналіз застосування автоматизованої системи моніторингу та діагностики стану силових трансформаторів систем електропостачання.

Для досягнення поставленої мети було вирішено такі завдання:

- аналіз технічного стану та причин ушкоджуваності трансформаторів;
- аналіз результатів використання автоматизованої системи безперервного контролю силового трансформатора 2Т підстанції «Електрокотельна №1»;
- обґрунтування запровадження систем оцінки технічного стану силових трансформаторів

Протягом опрацювання проекту було виконано:

- розглянуто фактори, що впливають на ушкодження силових трансформаторів;
- проведений аналіз отриманих даних з трансформатора 2Т підстанції «Електрокотельна №1»;
- виявлено фактори, що впливають на параметри, пов'язані з частковими розрядами;

ЗМІСТ

ВСТУП	7
РОЗДІЛ 1 ОГЛЯД СТАНУ ПРОБЛЕМИ	
1. Аналіз технічного стану та ушкодження силових трансформаторів	8
1.1 Поширені види пошкоджень силових трансформаторів	8
1.2 Методи діагностики силових трансформаторів	11
1.3 Контроль за показаннями вимірювальних приладів	13
1.4 Загальні принципи оцінки фізичного зносу	14
1.5 Аналіз ушкоджуваності внутрішньої ізоляції силових трансформаторів.....	15
РОЗДІЛ 2 ОСНОВНА ЧАСТИНА	
2. Витрати на проведення ремонтних робіт силових трансформаторів	18
РОЗДІЛ 3 СИСТЕМИ ДІАГНОСТИКИ ТА МОНІТОРИНГУ	
3. Характеристика систем діагностики та моніторингу трансформаторів ...	19
3.1 Автоматизовані системи безперервного контролю стану силових трансформаторів.....	19
3.2 Характеристика TDM-M	21
3.2.1 Моніторинг параметрів трансформатора	21
3.2.2 Діагностика технічного стану трансформатора.....	21
3.2.3 Зовнішні комунікації системи TDM-M	22
3.2.4 Технічні засоби TDM-M	23
3.2.5 Конструктивне виконання системи.....	25
РОЗДІЛ 4 АНАЛІЗ РЕЗУЛЬТАТІВ ДІАГНОСТИКИ ТА МОНІТОРИНГУ	
4. Аналіз результатів діагностики та моніторингу обладнання з використанням АСМД.....	27
4.1 Кореляційний аналіз даних моніторингу	36

4.2 Регресійний аналіз даних моніторингу	41
РОЗДІЛ 5 Ефективність впровадження АСМД	
5. Ефективність впровадження АСМД	45
5.1 Визначення збитків від аварії на силових трансформаторах	
5.2 Можливий ефект від застосування АСМД.....	46
РОЗДІЛ 6 Обґрунтування застосування АСМД	
6. Обґрунтування застосування АСМД. Вибір оптимальної комплектації, кількості датчиків та місць встановлення АСМД	49
6.1 Необхідність застосування АСМД для силових трансформаторів.....	49
6.2 Вибір комплектації та кількості датчиків.....	50
ВИСНОВОК	51
Список бібліографічних посилань використаних джерел.....	53

ПЕРЕЛІК УМОВНИХ ПОЗНАЧЕНЬ, СИМВОЛІВ, ОДИНИЦЬ, СКОРОЧЕНЬ І ТЕРМІНІВ

БІП – багатофазний імпульсний перетворювач

ДЖ – джерело живлення

ДЗЗ – додатний зворотній зв'язок

ДОН – джерело опорної напруги

ЕРС – електрорушійна сила

ІДЖ – імпульсне джерело живлення

ККД – коефіцієнт корисної дії

ОПН – однокітний перетворювач напруги

ОПНЗ – однокітний перетворювач напруги зворотньоходовий

ОПНП – однокітний перетворювач напруги прямо ходовий

ПН – перетворювач напруги

РЕА – радіоелектронна апаратура

ЧІМ – частотно-імпульсна модуляція

ШІМ – широтно імпульсна модуляція

ВСТУП

Силові трансформатори – це основний компонент енергетичних систем. Вони використовуються для збільшення і зниження напруги. У трансформаторів велика надійність, але в сьогоднішньому дні відмови, які призводять до припинення подачі енергії, стають небажаними та не прийнятними для споживачів, а також і для регуляторів. Доповнюється вся ця справа великими фінансовими витратами, питаннями безпеки, що стосуються відмов та несподіваного припинення подачі електроенергії.

Найбільш перспективним засобом виявлення, реєстрації та прогнозування є автоматизовані системи моніторингу та діагностики (далі АСМД) силових трансформаторів [13], які охоплюють вузли системи, завдяки великій кількості датчиків, дозволяють на ранній стадії виявити початок негативних процесів.

Застосування АСМД силових трансформаторів не лише допоможе оперативному персоналу приймати рішення щодо отриманої інформації, але також дозволить продовжити працездатність силових трансформаторів.

Метою випускної кваліфікаційної роботи є аналіз застосування автоматизованої системи моніторингу та діагностики стану (АСМД) силових трансформаторів систем електропостачання.

Для досягнення мети у роботі поставлені такі завдання:

- аналіз технічного стану та причин ушкоджуваності трансформаторів;
- аналіз результатів використання автоматизованої системи безперервного контролю силового трансформатора 2Т підстанції «Електрокотельна №1»;
- обґрунтування запровадження систем оцінки стану силових трансформаторів.

РОЗДІЛ 1

ОГЛЯД СТАНУ ПРОБЛЕМИ

1. Аналіз технічного стану та ушкодженості силових трансформаторів.

1.1 Поширені види ушкоджень силових трансформаторів

Силові трансформатори - це одна з основних складових обладнання: електростанцій, підстанцій, різних видів перетворювальних пристроїв і т.д. Різне призначення, часто пов'язане з відмінностями в конструкції, різні умови роботи та інші фактори, особливості яких потребують різного підходу до експлуатації трансформаторів [26, 27].

При будь-якій експлуатації трансформаторів, проблеми, що виникають у них, як правило, однакові [5, 12, 14, 15]. Рівень експлуатації силових трансформаторів визначає можливість раннього виявлення проявляються відхилень, проведення профілактики та якісного ремонту. Отже, що вищий рівень експлуатації, то менше проблем відбувається із трансформаторами. Відхилення від нормального режиму роботи, а також пошкодження можуть відбуватися з різних причин, що виникають: недосконалість конструкції, прихованими дефектами виготовлення, порушеннями правил транспортування, технології монтажу або правил експлуатації [26, 27], неякісним ремонтом.

Більшість ушкоджень відбувається не відразу, а після тривалої дії шкідливого фактора. Вчасно виявлений дефект, що виникає, дозволяє провести роботи з попередження його розвитку та продовження цим працездатного стану трансформаторів.

Найпоширеніший вид пошкодження силових трансформаторів напругою 110 кВ [15] є пошкодження високовольтних вводів. В даний момент в експлуатації знаходяться негерметичні та герметичні маслонаповнені вводи, а також вводи із твердою ізоляцією.

Слабкий вузол, схильний до пошкоджень, негерметичних вводів це система захисту олії від впливу вологи. У разі несвоєчасної заміни силікагелю, масло зволожується, що призводить до погіршення його ізоляційних характеристик, що може призвести до виникнення часткових розрядів у маслі.

Через це на поверхні паперової ізоляції утворюється «повзучий» розряд: від однієї або різних вихідних точок пошкодженої поверхні ізоляції розповзаються пропали, утворюючи складний малюнок, схожий на дерево, послаблюючи при цьому поверхню ізоляції. При зближенні «повзуючого» розряду та заземленої частини виникає пробій з походженням короткого замикання.

Подібне пошкодження також може виникнути, якщо при ремонті введення недостатньо просушена паперова ізоляція.

Герметичні введення надійніші, ніж негерметичні. Також як у негерметичних, у герметичних вводах може мати місце порушення герметичність. Статися це може у зоні кріплення верхньої контактної шпильки. Виникає це явище внаслідок неправильного складання вузла, перевищення створюваного гнучким спуском радіального зусилля над розрахунковим значенням тощо. При не щільності герметизації волога з атмосфери може просочуватися в олію, створюючи зволоження ізоляції трансформатора, що у свій час веде до порушення.

Також поширеним видом ушкоджень є ушкодження пристроїврегулювання напруги під навантаженням (РПН). Порушення можуть походити від неправильного регулювання контактів, а отже, і утворення на контактах плівки окису при рідкісних перемиканняхнесвоєчасних профілактичних роботах пристрою, так само при

порушенні у кінематичній схемі.

Контактор пристрою РПН також може ушкоджуватися внаслідок невчасної заміни трансформаторної олії. Час спрацьовування допоміжних та дугогасних контактів контактора при перемиканні обчислюється десятими частками секунди. Якщо масло в контакторі втратить або втратить свої дугогасні властивості, то процес гасіння дуги затягнеться і сусідні відпаювання регулювальної обмотки трансформатора можуть бути замкнутими не через дугогасний резистор, а через електричну дугу, що призводить до важких аварій із спотворенням властивостей обмоток трансформатора. Ще до пошкоджень пристроїв РПН може призвести до забруднення або зволоження в ізоляції деталей, або виготовлення цих деталей з порушенням технічної документації, ослаблення кріплень тощо.

Найважчі наслідки відбуваються через пошкодження обмоток та головної ізоляції трансформаторів. Погано просушені ізоляції, забруднене або вологе трансформаторне масло викликають місцеве ослаблення твердої ізоляції з виникненням «повзуючого» розряду або без його з наступним пробоем. Також недотримання розмірів (між листами електрокартону та ін.), місця слабо намотаної ізоляції, порушення роботи системи охолодження, часті та високі перевантаження трансформатора по струму та напруги і т.д. можуть призвести до аварії.

У зв'язку з безліччю причин і різним тяжким наслідкам від пошкоджень виткової та головної ізоляції у роботі трансформаторів прийнято приділяти найбільшу увагу.

Так як відбувається зростання енергетичних потужностей, зростають і потужності короткого замикання (КЗ). Тому через зростання КЗ, а також за ослабленої ізоляції обмоток їх електродинамічна стійкість може виявитися недостатньою до впливу зовнішніх КЗ. А потім при походженні зовнішні КЗ обмотка може деформуватися або зруйнуватися, хоча її ізоляція була у хорошому стані.

I, останнє, великий вплив на загальну працездатність трансформатора

надають допоміжні вузли та пристрої. Наприклад, в трансформаторне масло, через пошкодження маслососа, можуть потрапити металеві частинки та інші домішки.

При порушенні гумових та інших ущільнень у трансформаторне масло потрапляє волога. Поломка стрілочного масло-показчика призводить до того, що масло може досягти неприпустимого рівня (min) або (max) тощо.

Короткий огляд різних пошкоджень, розташований вище, показує, що здебільшого вони розвиваються поступово.

Тому, якщо, мабуть, скласти план роботи з перевірки стану трансформаторів, що виникають дефекти можна виявити доти, як буде перевищено якусь критичну точку. Тоді можна буде відключити та вивести трансформатор у ремонт, запобігши виникненню аварії або відмови до їх виникнення, а також не допустити недовідпустку електроенергії, знизити час та витрати на ремонт обладнання.

1.2. Методи діагностики силових трансформаторів

Разом із появою закритих масляних трансформаторів виникла проблема контролю їхнього стану [14]. Для огляду внутрішнього вузла необхідно було відключити трансформатор, злити масло, зробити ревізію і залити масло, що слід виконувати, суворо дотримуючись правил, інакше перед включенням потрібно було б ще й сушіння трансформатора. В самому початку масового використання масляних трансформаторів з розтином потрібно виробляти дуже часто, тому через пов'язані із цим незручностей довелося знаходити методи контролю, які не вимагають розкриття та зливу олії. До того ж виявилось, що часте розтин трансформатора без особливої потреби підвищує ймовірність його ушкодження.

Зараз, за інструкціями заводів-виробників, капітальні ремонти силових трансформаторів напругою 110 кВ та вище повинні проводитися вперше не пізніше, ніж через 12 років після включення до експлуатації, при цьому

повинні враховуватись результати профілактичних випробувань, а далі в міру необхідності та в залежності від результатів вимірювань та стану трансформаторів.

Діагностика - це система заходів, що проводяться за допомогою різних технічних засобів для перевірки та оцінки стану трансформаторів [3, 6, 7].

Щоб провести діагностику необхідні найпростіші механічні, фізичні, візуальні, хімічні та інші способи контролю стану, також їх комбінації. Так, зволоження трансформаторної олії може бути виявлено за зміною кольору індикаторного силікагелю та (або) шляхом хімічного аналіз. Про часткові розряди в маслі або твердій ізоляції може свідчити безпосередній вимір за допомогою індикатора часткових розрядів, або аналіз розчинених у маслі газів.

Часто застосовують найпростіший метод із усіх виявлення дефектів, але якщо потрібно уточнити місце або характер проблеми, що виникла, то можуть провести складний аналіз.

Контроль стану трансформатора – це величезний комплекс перевірок. Він починається ще за виготовлення. Там перевіряють якість ізоляційних та активних матеріалів, окремих деталей та вузлів, а також якість збирання.

Готовий трансформатор проходить комплексну перевірку, на випробувальній станції, яка знаходиться відразу на заводі-виробнику. Вона оснащена всіма необхідними засобами діагностики та дозволяє на місці перевірити всі параметри.

Коли трансформатор перевозять, здійснюють контроль за його герметичністю та за наявністю ударів або механічних зусиль. Коли трансформатор прибуває на місце, контроль не припиняється. Контроль необхідний при зберіганні та в процесі монтажу та налагодження трансформатора в відповідно до керівних технічних матеріалів «Трансформатори силові. Транспортування, розвантаження, зберігання, монтаж та введення в експлуатацію» [30]. Коли монтаж завершено, трансформатор випробовується з метою діагностики стану перед введенням в

експлуатацію в повному обсязі, описаного «Правилами пристроїв електроустановок» (ПВЕ) [26].

1.3. Контроль за показаннями вимірювальних приладів

"Правила технічної експлуатації" [27] встановлюють обов'язкову періодичність огляду трансформаторів. Так, наприклад, персонал повинен оглядати трансформатори у певний проміжок часу, а саме від 1 до 1 місяця.

Але показання вимірювальних приладів, які встановлюють на трансформаторі, можуть знімати показання набагато частіше (один раз на 3 години або навіть кожні 10 хвилин), якщо існує потреба гранично досліджувати вузол або якусь ділянку системи.

Варто зауважити, що самі по собі прилади, встановлені на трансформатор, ще не дозволяють судити про його стан. Але саме вони допомагають своєчасно виявити навантаження по струму або за напругою.

«Правила технічної експлуатації» [27], відповідні стандарти та інструкції заводу-виробника [10, 11, 15, 25] вказують допустимі перевищення напруги та струму над номінальними значеннями, а також допустиму тривалість їхнього впливу на трансформатор. Прикладом може бути те, що з трансформаторів, виготовлених по ГОСТ 11677-65 [11], допускається тривале перевищення напруги понад номінального на 5% при номінальному навантаженні.

А при малому навантаженні (не перевищує 25 % від номінальної) допускається тривала робота цих трансформаторів із підвищеною напругою до 10 %.

Для трансформаторів, виготовлених за ГОСТ 11677-65 [11] та ГОСТ 11677-75 [29] при аварійних режимах може допускатися короткочасна перевантаження по струму в межах:

Перевантаження струмом, %30	45	60	75	100
Допустима тривалість, мін120	80	45	20	10

Під час періодичного огляду пристроїв РПН необхідно звертати увагу на відповідність положень на покажчиках у приводному механізмі та щиті керування, а також на різних фазах пристрою.

При зовнішньому огляді трансформаторів потрібно оглянути всі наявні на ньому вимірювальноконтрольні засоби, так як вони можуть інформувати про появу якоїсь несправності або про небезпеку виникнення дефекту.

При кожному огляді трансформатора необхідно перевіряти та записувати показання про температуру олії. При підвищеній температурі потрібно дізнатися причини та вжити заходів до того, щоб усунути несправності.

Для початку необхідно перевірити систему охолодження трансформатора. Проте якщо там несправностей не виявлено, то підвищення температури олії в більшості випадків інформує про виникнення внутрішніх пошкоджень у трансформаторі, наприклад: утворенні короткозамкнутого контуру, збільшення опору в контактних з'єднаннях, зменшення відстані масляних каналів через набухання ізоляції, попадання в канал стороннього предмета, зволоження олії тощо.

У будь-якому випадку тривала робота силового трансформатора з підвищеною температурою олії неприпустима. Якщо виявлені несправності не можуть бути усунені без відключення трансформатора, то рішення про те, які дії будуть застосовуватися до трансформатора приймається: керівництвом електростанції, підприємства електромереж, службою головного енергетика промислового підприємства. При виявленні внутрішнього пошкодження (виділення газу та ін.) трансформатор повинен бути негайно відключений обслуговуючим персоналом з попереднім повідомленням вищого чергового персоналу [26, 27].

1.4 Загальні засади оцінки фізичного зносу

За статтею [1], відповідно до пункту 7 методики комплексного визначення показників техніко-економічного стану об'єктів електроенергетики, у тому числі показників фізичного зносу та енергетичної ефективності об'єктів електромережевого господарства (затв. Постановою Верховної Ради України від 19.12.2016 №1401[8]) (далі – Методика) для визначення показника технічного стану об'єктів електроенергетики використовується величина фізичного зносу, виявляється у формах механічного зносу, корозії та втоми металів, деформації та руйнування, зміни фізико-хімічних властивостей речовини. Фізичний знос є величиною, зворотною індексу технічного стану та визначається за формулою.

$$\text{Знос} = 1 - \text{ІТС},$$

де ІТС – індекс технічного стану.

ІТС розраховується відповідно до «Методики оцінки технічного стану основного технологічного обладнання та ліній електропередачі електричних станцій та електричних мереж та визначення оптимального виду, складу та вартості технічного впливу на обладнання/групи обладнання», яка затверджена наказом Міністерства Енергетики України від 26.07.2017 № 676. [2]

1.5. Аналіз ушкодження внутрішньої ізоляції силових трансформаторів.

В експлуатації силових трансформаторів важливо не допустити виникнення дефектів у внутрішніх вузлах трансформаторів, які з часом можуть призвести до пошкодження обладнання. Як розібрали вище, основною причиною відмов маслонаповненого обладнання є зниження електричної міцності у внутрішній ізоляції. Різні пошкодження

трансформаторів призводять як до погіршення якості електропостачання споживачів і великих аварій.

Зауважимо, що відбувається зростання ушкоджуваності трансформаторів зі зростанням класу напруги та діє дана тенденція у всіх часах їхньої експлуатації. Ушкодження силові трансформаторів напругою 110 кВ та 220 кВ набагато зростає зі збільшенням їхньої номінальної потужності.

Ушкодження трансформаторів збільшується вже після 12 - 17 років експлуатації. Один із найбільш ушкоджуваних вузлів трансформаторів це головна ізоляція, яку припадає 12 – 13% ушкоджень. Порушення електричної міцності в головній ізоляції відбувається в результаті пробою першого масляного каналу поблизу обмотки найвищої напруги. Це обумовлено тим, що в маслобар'єрній ізоляції найбільша напруженість електричного поля спостерігається у масляному каналі. Пробій олійного каналу є частковим розрядом (ЧР) інтенсивністю порядку 10-8 Кл та більше. Така інтенсивність ЧР призводить до незворотних пошкодження твердої ізоляції у вигляді чорних гіллястих пагонів [18, 19]. В силу цього як критерій порушення електричної міцності приймається пробою масляного каналу. Причому пошкодження головної ізоляції обумовлені оборотними факторами: зволоженням, забрудненням та утворенням продуктів старіння олії. А це означає, що за достатнього спостереженні за цими факторами можна уникнути більшості ушкоджень силових трансформаторів.

РОЗДІЛ 2

ОСНОВНА ЧАСТИНА

2.1. Витрати на проведення ремонтних робіт силових трансформаторів

Середні витрати на поточний ремонт силового трансформатора напруги 110кВ, дорівнюють 30550 грн. на матеріали. 14792 грн. розраховано на заробітну плату. Не враховуються випадки, коли необхідно зробити складний ремонт із витратами, що перевищують кошторис.

Наприклад, ремонт силового трансформатора напруги 35кВ. Сума витрат за матеріали для поточного ремонту становить 10481грн., а заробітна плата 10200 грн. без випадків, що збільшують час та кількість роботи.

Якщо ж сталося відключення трансформатора через аварію, то по даними джерела [28] питома шкода від аварії, що відбувається тривалий час час при виході силових трансформаторів підстанції цільового призначення становитиме від 38,48 грн/кВт до 5032,62 грн/кВт, залежно від споживачів. Тобто за потужності підстанції 100 МВА збитки можуть становити – від 39 млн. грн, до 5000 млн. грн.

Також у джерелі [28] показано, що капітальний ремонт силового трансформатора ТРДЦН 63000/110/10/10 становить близько 1000 тис.,грн, у той час, коли діагностика його технічного стану становитиме лише не більше 100 - 120 тис. рублів, тобто. у 10 разів менше. Вартість нового силового трансформатора даної потужності перебуває у межах 30 млн.грн.

РОЗДІЛ 3

СИСТЕМИ ДІАГНОСТИКИ ТА МОНІТОРИНГУ

3. Характеристика систем діагностики та моніторингу трансформаторів

3.1. Автоматизовані системи безперервного контролю стану силових трансформаторів

На сьогоднішній день найбільшою ефективністю у попередженні аварій силових трансформаторів систем електропостачання мають АСМД, що використовують комплекс датчиків, що реагують на максимально можливе число видів дефектів, що розвиваються, і проблем при роботі [31].

Основне призначення АСББ - це виявлення на ранній стадії розвитку небезпечних для силових трансформаторів дефектів без його відключення. АСМД застосовуються вже тривалий час.

Широке застосування знайшли такі закордонні АСМД силових трансформаторів як система TPAS (США), система компанії «Siemens» (Німеччина) та система ABB Secheron (Швейцарія). Системи АСМД розраховані як на нові трансформатори, так і на працюючі тривале час. У другому випадку вони вироблені компанія "Alstom Schorch Transformatoren" представила відомості про АСМД типу MS 2000 для трансформаторів потужністю понад 100 МВА та типу MS 1000 для трансформаторів потужністю від 10 до 100 МВА [31].

А компанія «Siemens» постачає систему безперервного контролю стану Sitram+ на базі обчислювальної системи Sitnatic, яка отримує сигнали від датчиків, встановлених на трансформаторі обробку, аналіз та візуалізацію даних вимірювань. Така система забезпечує виявлення дефектів у трансформаторі на ранній стадії та повідомлення про це на пульті керування.

Застосування системи дозволяє перейти до системи догляду за

трансформатором за його станом, що знижує експлуатаційні витрати [31]. Розробки АСМД силових трансформаторів проводяться також на Україні та країнах СНД [31]. Прикладом може бути система TDM, призначена для безперервного моніторингу технічного стану силових трансформаторів. Ця система дозволяє збирати та аналізувати параметри стану основних підсистем трансформатора. Для формування оперативного діагнозу у цій системі аналізуються:

- стан ізоляції маслонаповнених вводів;
- Стан ізоляції трансформатора;
- реєстрація перенапруг та струмових впливів на обмотки;
- вібраційні процеси магнітопроводу та обмоток
- температурний режим роботи системи охолодження;
- Реєстрація роботи захисних систем трансформатора.

Датчики системи TDM встановлюються на трансформатор обмежують його функціонал, а також не впливають на конструктивне виконання.

ПАТ «ДТЕК», придбало одну систему ТДММ для встановлення на трансформатор 2Т підстанції «Електрокотельна №1» Марганецького РЕМ. У випускній кваліфікаційній роботі було проведено оцінку ефективності роботи системи ТДМ-М. Робота виконувалася виходячи з листа замовлення ПАТ «ДТЕК».

3.2. Характеристика TDM-M

Оцінка ефективності системи ТДМ-М компанії Dimrus проводилася за результатами системи з 22.12.2018 до 06.05.2019. На малюнку 1 представлено мінімальну комплектацію системи ТДМ-М. [20, 21, 22].



Рис. 1 - Комплектація системи TDM-M

TDM-M - система діагностичного моніторингу силових трансформаторів 110÷330 кВ. Стационарна система марки Transformer Diagnostics Monitor, далі (TDM-M) призначена для організації діагностичного моніторингу силових трансформаторів 100÷330 кВ. Саме ці трансформатори є найбільш масовими в мережних підприємствах, але з низки причин вони зазвичай не мають засобів оперативного контролю та діагностики дефектів під робочою напругою.

Система TDM-M поєднує засоби ефективного моніторингу та комплексний підхід до діагностики стану силових трансформаторів.

Система TDM-M є порівняно простим, функціонально закінченим та ефективним програмно-технічним комплексом.

3.2. Моніторинг параметрів трансформатора

За допомогою системи TDM-M:

- Здійснюється контроль стану ізоляції силового трансформатора на підставі вимірювання та аналізу часткових розрядів. Проводиться визначення типу дефекту та оцінка ступеня його небезпеки.
- Контролюється стан високовольтного введення трансформатора з ізоляцією папір - олія або з RIP ізоляцією. Це робиться на підставі контролю ємності введення С1 та тангенсу кута втрат. Залежно від схеми включення в приладі проводиться розрахунок абсолютного або відносного тангенсу втрат.
- Розрахунковим шляхом визначається температура найбільш нагрітої точки обмотки, що дозволяє оцінювати ресурс ізоляції обмоток.
- Визначається ефективність роботи системи охолодження на на підставі використання спрощеної адаптивної теплової моделі.
- Проводиться оцінка технічного стану конструкції трансформатора на підставі аналізу сигналів з датчиків вібрації, встановлені на баку. Рівень та спектральний склад вібраційних сигналів дозволяє оцінювати загальний стан елементів конструкції та якість пресування активних елементів трансформатора.
- Контролюється технічний стан пристрою РНН трансформатора, навіщо до системи TDM-M додатково підключається зовнішній інтелектуальний датчик марки LTC-Monitor. Для підключення використовується додатковий інтерфейс RS-485.

3.2. Діагностика технічного стану трансформатора

Для реалізації функції оцінки технічного стану та діагностики дефектів у програмне забезпечення TDM-M входить експертна діагностичну систему INVA, що встановлюється на комп'ютері АРМ Моніторинг. Параметрична діагностика. [27] Контроль значень критичних параметрів трансформатора здійснюється у три етапи:

1. Проводиться перевірка поточних значень критичних параметрів трансформатора на перевищення допустимих значень – Порогова діагностика.
2. Аналізується поява стрибкоподібних змін параметрів трансформатора, що відбуваються безпосередньо у момент виникнення дефектного стану чи передумов щодо нього.
3. Розраховується швидкість зміни параметрів за інтервал часу - здійснюється розрахунок тренду. Поява таких змін свідчить про наявність в трансформаторі дефектних станів, що повільно розвиваються. Діагностика на підставі математичних моделей підсистем трансформаторів.
4. Виміряні значення параметрів трансформатора використовуються для роботи вбудованих математичних моделей На підставі роботи цих моделей виробляється більш поглиблена діагностика дефектних станів трансформаторів. Для врахування особливостей роботи різних трансформаторів. Параметри математичних моделей є адаптивними.
5. Спільне використання трендів зміни параметрів трансформатора з адаптивними математичними моделями дозволяє виконувати прогнозування якісних, кількісних та тимчасових змін параметрів трансформатора

3.3. Зовнішні комунікації системи TDM-M

Інформація про поточний технічний стан трансформатора індикується за допомогою сигнальних та статусних реле, а також у вигляді світлофорів технічного стану.

Результати роботи TDM-M за протоколом MEK 61850 передаються в

систему АСУ-ТП підприємства, енергосистеми тощо. На всіх цих рівнях можна отримати та переглянути будь-яку інформацію про трансформатор.

3.4 Технічні засоби TDM-M

До вимірювального приладу TDM-M може бути підключено від 8(min) до 16(max) датчиків [25]. Чим більше первинних датчиків – тим вище інформативність:

- Три пристрої приєднання DB-2, що встановлюються на вимірювальні висновки вводів трансформатора. За допомогою DB-2 проводиться вимірювання струмів провідності вводів та часткових розрядів.
- Три (мінімум один) датчики марки IFCT-5A, призначені для вимірювання струму навантаження трансформатора Вони встановлюються в ланцюгах вимірювальних ТТ.
- Високочастотний трансформатор струму в ланцюзі нейтралі первинної обмотки трансформатора для реєстрації часткових імпульсів розрядів.
- Три (мінімум один) датчики вібрації, що монтується на поверхні баку трансформатора. З їх допомогою контролюється технічний стан конструкції трансформатора
- Два (мінімум один) термодетектори, що монтується на верхній та нижній частині бака трансформатора. Значення температури використовується в математичній моделі системи охолодження трансформатора
- Датчики вимірювання температури та вологості навколишнього середовища.
- Датчик LTC-Monitor для контролю стану пристрою РНН трансформатора (опція).
- Прилад контролю розчинених газів у маслі трансформатора(опція).

Використання інформації від такого приладу паралельно аналізом

часткових розрядів у баку трансформатора підвищує достовірність роботи діагностичних алгоритмів. Залежно від розв'язуваних завдань, поставлених перед системою моніторингу, вибирається кількість первинних датчиків, що монтуються на трансформатор.

3.5. Конструктивне виконання системи

Конструктивно вимірювальний прилад системи TDM-M виконаний у вигляді закінченого модуля розміром 240*180*50 мм. З'єднувальні кабелі від датчиків може бути підключені безпосередньо до приладу. Вимірювальний прилад системи моніторингу, як і всі датчики, розрахований працювати у індустриальному діапазоні зовнішніх температур.

Якщо передбачається експлуатація системи моніторингу при більш низьких навколишніх температурах, максимально до -60 градусів, то в шафі системи моніторингу необхідно встановлювати додатковий нагрівач.

Прилад системи моніторингу за допомогою вбудованого датчика постійно вимірює температуру всередині корпусу приладу, а з допомогою спеціального внутрішнього реле він може керувати роботою нагрівача автоматично, залежно від температури.

Шафа системи TDM-M завдяки розширеному температурному робочого діапазону вимірювального приладу та датчиків монтується зазвичай у безпосередній близькості з контрольованим трансформатором, або навіть на баку трансформатора. Такий монтаж дозволяє зменшити довжину з'єднувальних кабелів. датчиків, тобто. зменшити вплив шкідливих перешкод та підвищити чутливість до роботи системи.

Технічні дані системи моніторингу TDM-M наведено у таблиці 1

Таблиця 1 - Технічні дані TDM-M

No	Параметр	Значение
1	Рабочее напряжение ВН трансформатора, кВ	110 и более
2	Количество контролируемых вводов	3
3	Диапазон токов проводимости вводов, мА	5 ÷ 30
4	Количество каналов измерения частичных разрядов	4
5	Частотный диапазон измеряемых частичных разрядов, МГц	0,1 ÷ 20,0
6	Интерфейс связи с системой АСУ-ТП по RS-485	Витая пара
7	Диапазон рабочих температур системы, без подогрева, град	-40 ÷ +60
8	Напряжение питание системы, В	АС/DC 120 ÷ 260
9	Потребляемая мощность, Вт	50
10	Габаритные размеры монтажного шкафа, мм	400*500*200

Дані характеристики та комплектуючі дозволяють зробити вибір оптимальної кількості датчиків, які потрібні для знімання даних про діагностики та моніторингу силових трансформаторів. Дані дозволяють провести аналіз та на основі результатів зробити висновки про зміну графіків ПВР.

РОЗДІЛ 4

АНАЛІЗ РЕЗУЛЬТАТІВ ДІАГНОСТИКИ ТА МОНІТОРИНГУ

4. Аналіз результатів діагностики та моніторингу обладнання з використанням АСМД

Система TDM-M, поставлена на трансформатор 2Т на підстанції Марганецький РЕМ «Електрокотельна №1». Трансформатор ТИП ТРДН25000/110-66. Технічні характеристики представлені у таблиці 2.

Таблиця 2 – Технічні характеристики трансформатора 2Т

Характеристики трансформатора ТРДН-25000/110-

Номинальна потужність кВА обмотка ВН 25000

обмотка ПН 12500

Потужність при відключеному дутті, кВА ВН 17000

ПН 8500

Схема та група з'єднання обмоток

Номинальна частота, Гц 50

Вид перемикання відгалужень РПН

Спосіб охолодження Д

Напруга короткого замикання, % 10,68

Втрати короткого замикання, кВт 121,81

Втрати холостого ходу, кВт 32,7

Дана система була поставлена 18.10.2018 року та за час роботи зареєструвала у програмі системи контролю ізоляції (SKI) версії 4.35, 1593 вимірювання системи діагностики TDM-M. Моніторинг ведеться кожні 3 години. Останній замір було зроблено 06.05.2019 року. о 12:00 год.

Через те, що програма була відкалібрована лише 19.12.2018 року, робимо вибірку даних з 22.12.2018 до 06.05.2019 року. Разом вимірів вийшло 1074, аналіз яких ми проведемо нижче. Дані, що реєструють датчики, поділяються на категорії: PD параметри (параметри ЧР), параметри введення та загальні параметри.

Серед цих параметрів є такі як інтенсивність імпульсів (ЧР) вимірюється в мВт, вологість у %, температура вводів, що дорівнює температурі трансформатора у верхній точці, температура в нижній точці та температура повітря.

Ці параметри дозволяють побудувати динаміку зміни величин перебігу певного періоду часу. Параметри ЧР, представлені на малюнку 2, реєструють три пристрої приєднання DB-2 і високочастотний трансформатор струму ланцюги нейтралі. Найголовніші виміри це: інтенсивність ЧР, амплітуда ЧР та сумарна кількість імпульсів.

PD параметры		
	Параметр	Единицы
<input checked="" type="checkbox"/>	Интенсивность импульсов (PDI)	мВт
<input type="checkbox"/>	Скорость изменения интенсивности (PDI_t)	раз/год
<input type="checkbox"/>	Амплитуда импульсов (Q02)	мВ
<input type="checkbox"/>	Скорость изменения амплитуды (Q02_t)	раз/год
<input type="checkbox"/>	Суммарное число импульсов (SumPD)	Имп/с
<input type="checkbox"/>	Скачок интенсивности (PDI_j)	%
<input type="checkbox"/>	Скачок амплитуды (Q02_j)	%

Рис 2 – PD параметри (параметри ЧР)

На рисунках 3,4 представлені параметри вводів, які так само реєструють пристрої DB-2 і термоперетворювач, який знаходиться в верхню частину трансформатора. Серед цих параметрів важливі параметри спостереження це ємність вводів, яка вимірюється в пФ, температура вводів та тангенс.

Параметры вводов		
	Параметр	Единицы
<input type="checkbox"/>	Амплитуда U_{in} (U_{in})	%
<input type="checkbox"/>	Фаза U_{in} (Фаза U_{in})	гр.
<input type="checkbox"/>	Температурный коэффициент U_{in} (КТ)	
<input type="checkbox"/>	Фаза температурного коэффициента (Фаза КТ)	гр.
<input type="checkbox"/>	Скорость изменения U_{in} (Ск.изм.)	%/год
<input type="checkbox"/>	Температура (Т)	°C

Рисунок 3. Параметрів вводів частина 1

<input type="checkbox"/>	Исходная амплитуда А (Исход. ампл.А)	мА
<input type="checkbox"/>	Исходная амплитуда В (Исход. ампл.В)	мА
<input type="checkbox"/>	Исходная амплитуда С (Исход. ампл.С)	мА
<input type="checkbox"/>	Емкость ввода А (Емкость А)	пФ
<input type="checkbox"/>	Емкость ввода В (Емкость В)	пФ
<input type="checkbox"/>	Емкость ввода С (Емкость С)	пФ
<input type="checkbox"/>	Тангенс фазы А (Тангенс А)	%
<input type="checkbox"/>	Тангенс фазы В (Тангенс В)	%
<input type="checkbox"/>	Тангенс фазы С (Тангенс С)	%
<input type="checkbox"/>	Сдвиг фазы В (Сдвиг фазы В)	гр.
<input type="checkbox"/>	Сдвиг фазы С (Сдвиг фазы С)	гр.

Рис. 4. Загальні параметри

Загальні параметри малюнок 5, 6, 7 реєструються датчиками марки ІFСТ-5А, датчиками вібрації, датчиками вимірювання температури та вологості навколишнього середовища та термоперетворювачами. Вологість повітря - одне з найважливіших спостережень, оскільки пов'язане з інтенсивністю ЧР у прямій залежності. Також важливі параметри для спостереження — це температура повітря та навантаження.

Общие параметры		
	Параметр	Единиц
<input type="checkbox"/>	Ток нагрузки А (Ток нагр.А)	А
<input type="checkbox"/>	Ток нагрузки В (Ток нагр.В)	А
<input type="checkbox"/>	Ток нагрузки С (Ток нагр.С)	А
<input type="checkbox"/>	Фаза тока А (Ф.тока А)	гр.
<input type="checkbox"/>	Фаза тока В (Ф.тока В)	гр.
<input type="checkbox"/>	Фаза тока С (Ф.тока С)	гр.
<input type="checkbox"/>	Влажность (Н)	%
<input type="checkbox"/>	Температура ВСМ (Т ВСМ)	°С
<input type="checkbox"/>	Температура НСМ (Т НСМ)	°С
<input type="checkbox"/>	Температура воздуха (Т.возд.)	°С

Рис. 5 Загальні параметри частина 1

<input type="checkbox"/>	Рабочий ток (Ток)	А
<input type="checkbox"/>	Нагрузка (Нагрузка)	%
<input type="checkbox"/>	Небаланс тока нагрузки (Небаланс)	%
<input type="checkbox"/>	Фаза тока нагрузки (Фаза нагрузки)	гр.
<input type="checkbox"/>	Ток нейтрали (Ток нейтрали)	А
<input type="checkbox"/>	Фаза тока нейтрали (Фаза тока нейтрали)	гр.
<input type="checkbox"/>	СКЗ Вибрация №1 1кГц (СКЗ V1 1кГц)	мм/
<input type="checkbox"/>	СКЗ Вибрация №1 1-2кГц (СКЗ V1 1-2кГц)	мм/
<input type="checkbox"/>	СКЗ Вибрация №2 1кГц (СКЗ V2 1кГц)	мм/
<input type="checkbox"/>	СКЗ Вибрация №2 1-2кГц (СКЗ V2 1-2кГц)	мм/
<input type="checkbox"/>	СКЗ Вибрация №3 1кГц (СКЗ V3 1кГц)	мм/

Рис. 6 Загальні параметри частина 2

<input type="checkbox"/>	Вибрация №2,250Гц (V2,250Гц)	мм/
<input type="checkbox"/>	Вибрация №3,250Гц (V3,250Гц)	мм/
<input type="checkbox"/>	Вибрация №1,300Гц (V1,300Гц)	мм/
<input type="checkbox"/>	Вибрация №2,300Гц (V2,300Гц)	мм/
<input type="checkbox"/>	Вибрация №3,300Гц (V3,300Гц)	мм/
<input type="checkbox"/>	Вибрация №1,350Гц (V1,350Гц)	мм/
<input type="checkbox"/>	Вибрация №2,350Гц (V2,350Гц)	мм/
<input type="checkbox"/>	Вибрация №3,350Гц (V3,350Гц)	мм/
<input type="checkbox"/>	Вибрация №1,400Гц (V1,400Гц)	мм/
<input type="checkbox"/>	Вибрация №2,400Гц (V2,400Гц)	мм/
<input type="checkbox"/>	Вибрация №3,400Гц (V3,400Гц)	мм/

Рис 7 Загальні параметри частина 3

Вибираючи потрібні параметри, можна побудувати необхідні графіки.

динаміки, на яких відобразяться дані щодо кожного виміру, або усереднені дані кожних Nx вимірів. Усереднення, представлене на малюнках 8, 9, 10 допомагає згладити графік за необхідності спостереження за загальною тенденцією.

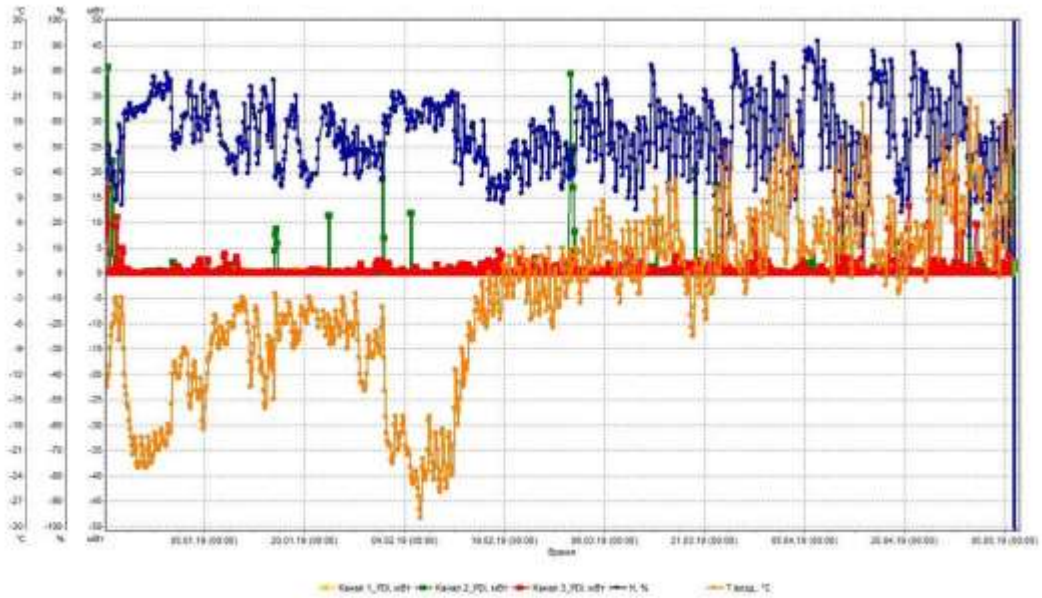


Рис 8 - усереднене по 2 найближчим значенням

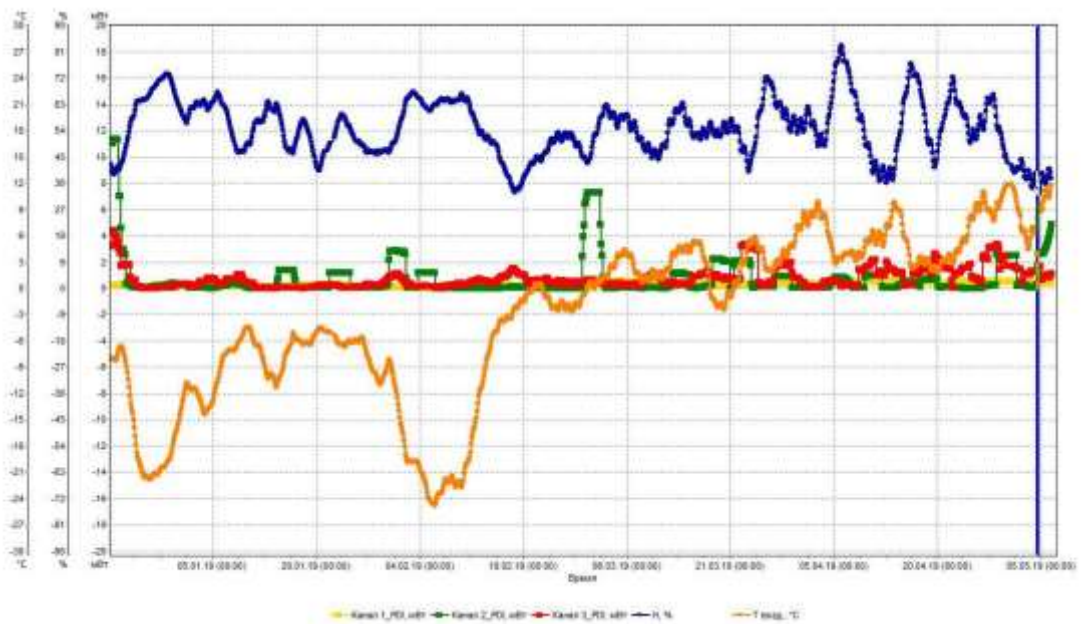


Рис 9 - усереднене за 20 найближчими значеннями



Рис. 10 - усереднення за 50 найближчими значеннями

За вибраними даними будуються двомірні графіки залежності значень вимірюваних властивостей від часу (Тренд) та розподіл параметрів по каналах поточного виміру (графік виміру) представлені на малюнках 11-22.

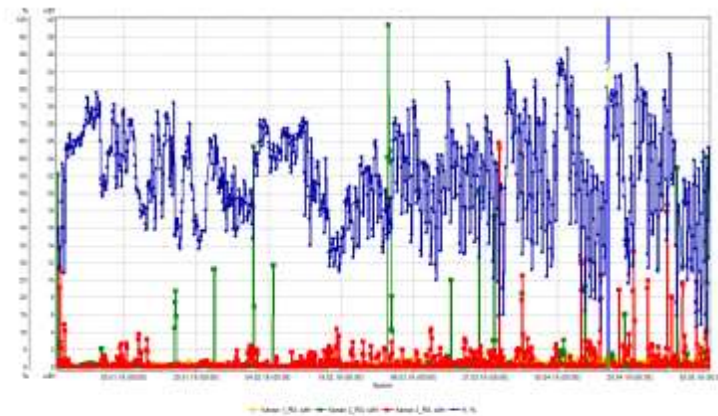


Рисунок 11 - Динаміка вологості и інтенсивності імпульсів

Рис.11 Динаміка вологості та інтенсивності імпульсів

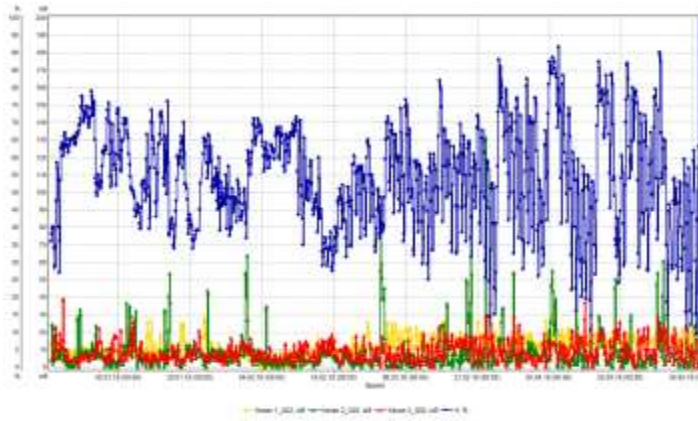


Рис.12 - Динаміка вологості иа амплітуди імпульсів

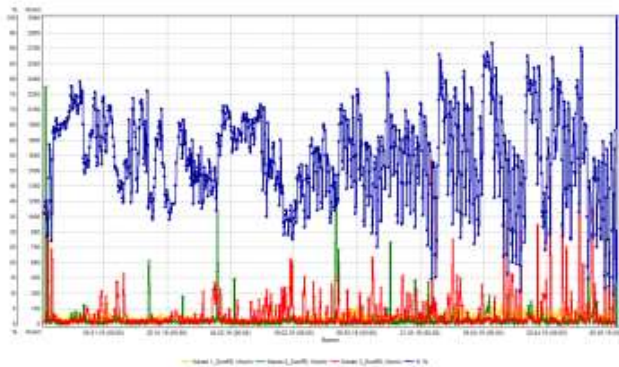


Рис 13 - Динаміка вологості та сумарного числа імпульсів

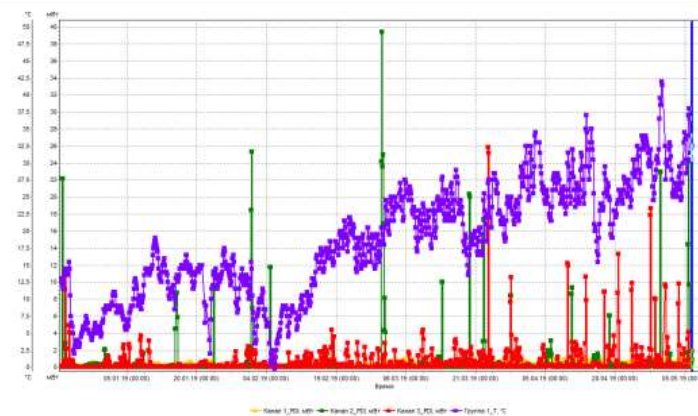


Рис 14 – Динаміка інтенсивності імпульсів та температури вводу

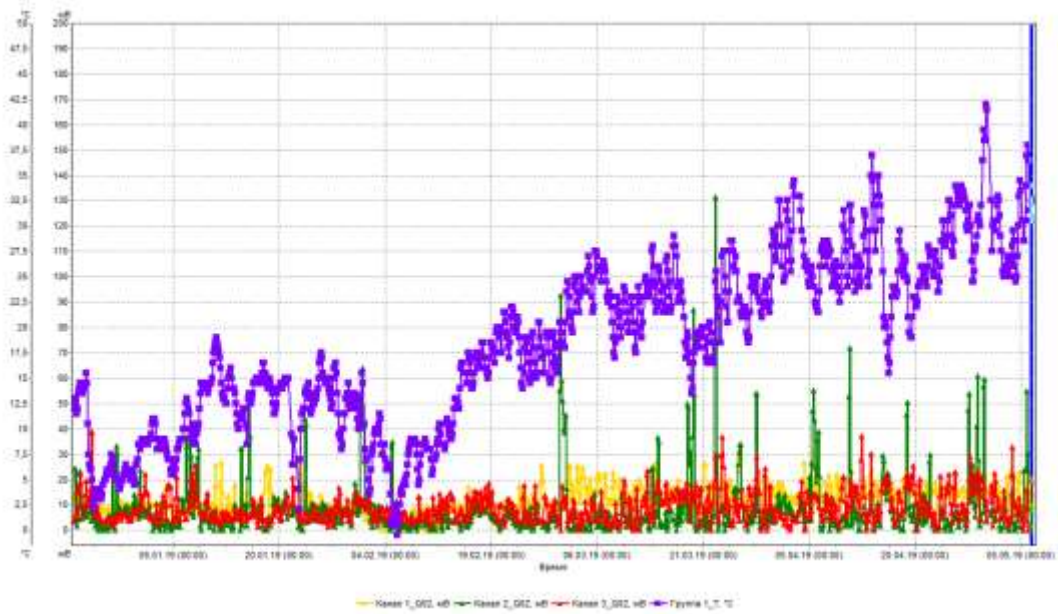


Рис 15 – Динаміка амплітуди імпульсів температури вводу

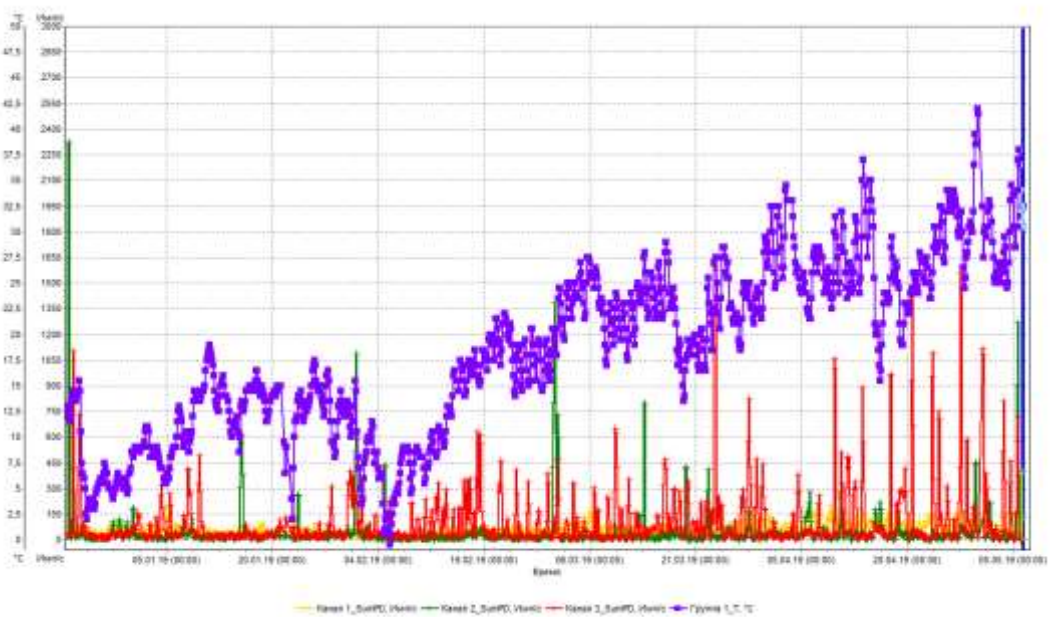


Рис. 16 – Динаміка сумарного числа імпульсів та температури вводу

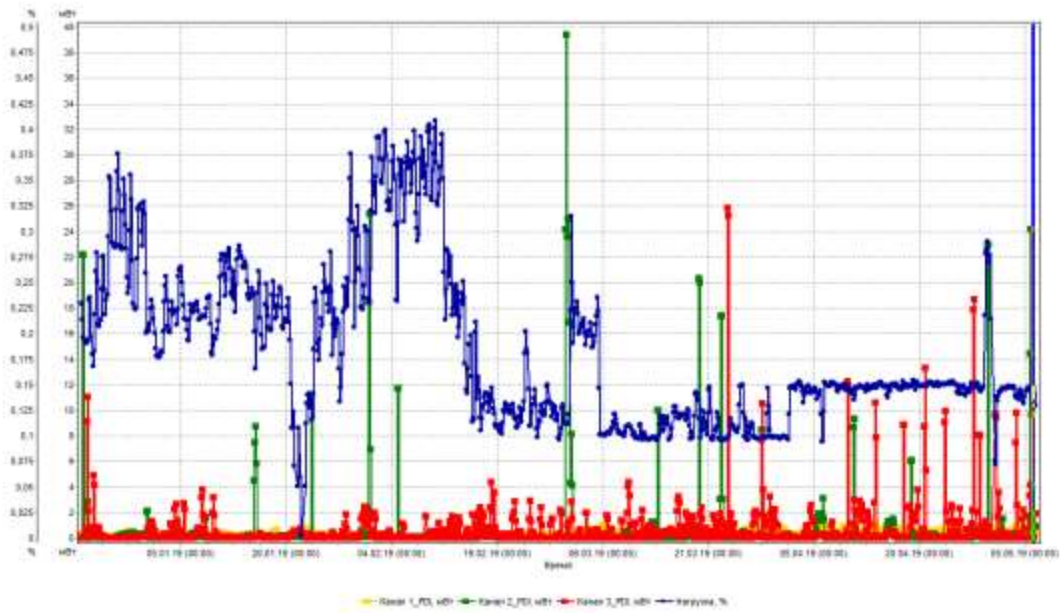


Рис. 17 – Динаміка інтенсивності імпульсів та навантаження

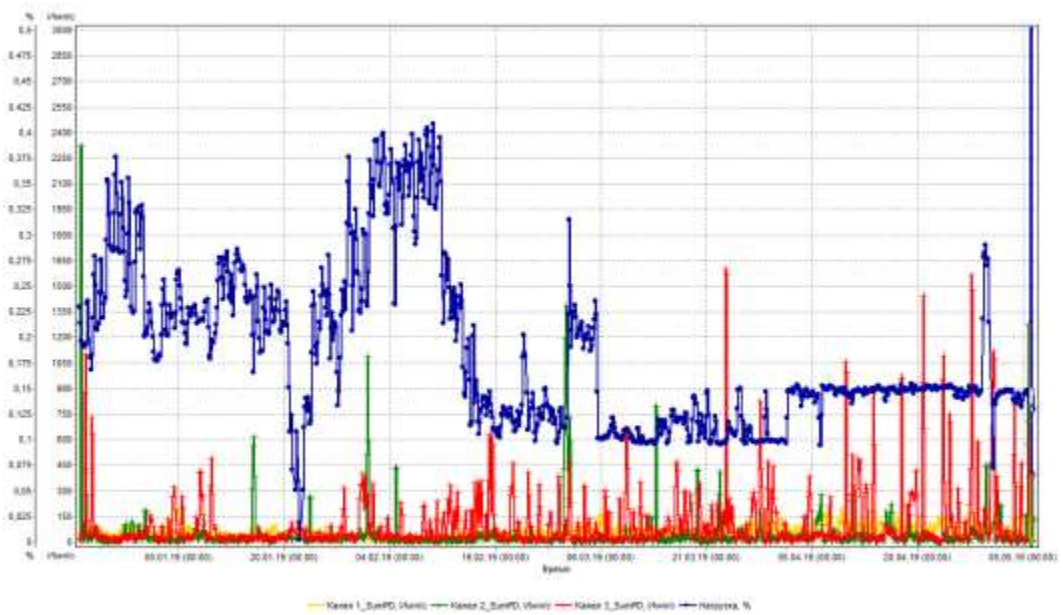


Рис. 18 - Динаміка амплітуди імпульсів та навантаження

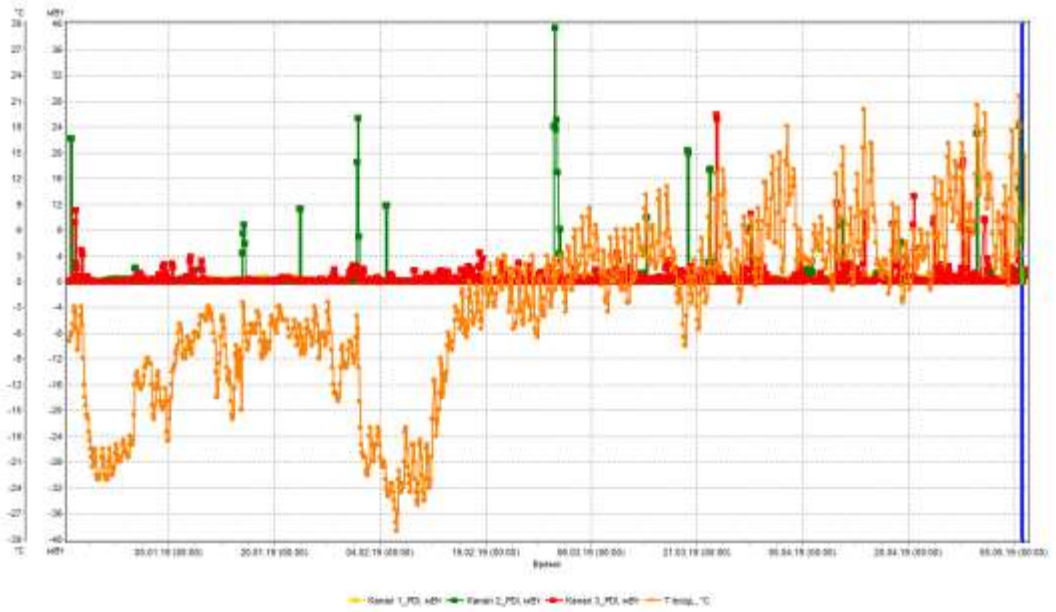


Рисунок 19 - Динаміка сумарного числа імпульсів та навантаження

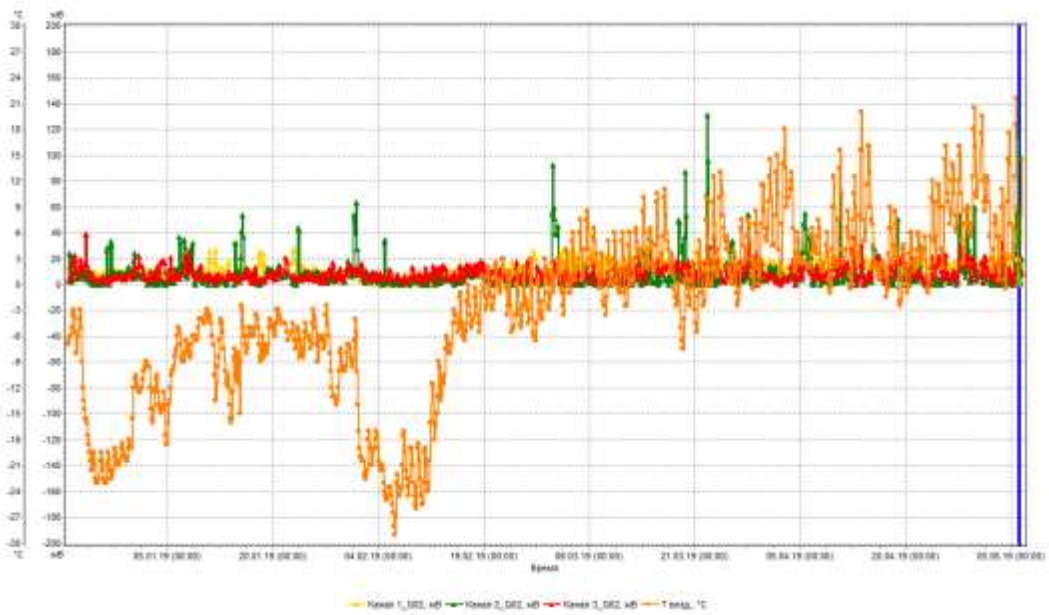


Рис. 20 - Динаміка інтенсивності імпульсів та температури повітря

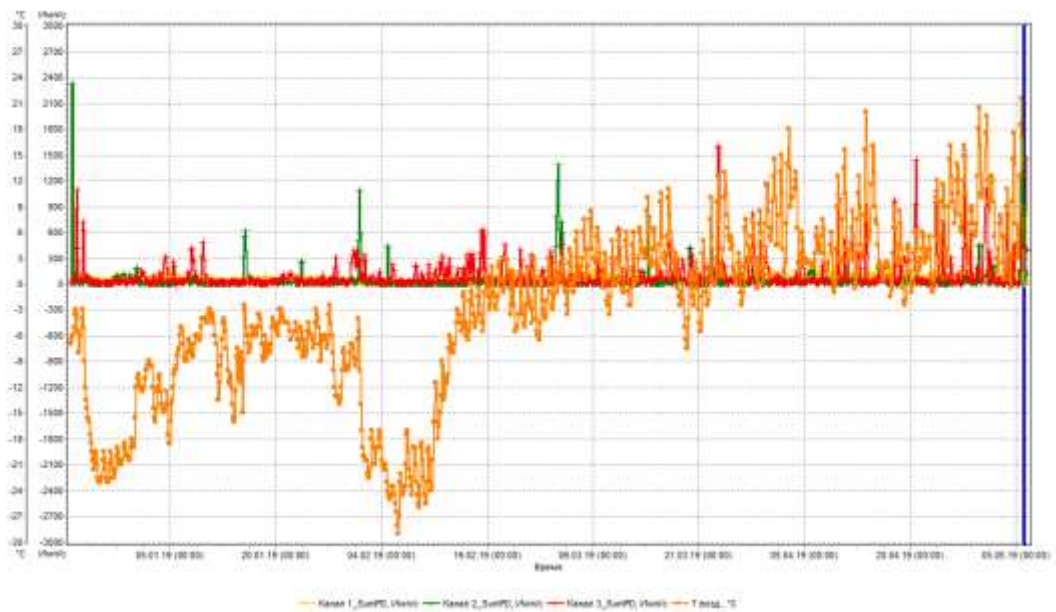


Рис. 21 – Динаміка амплітуди імпульсів та температури повітря

4.1. Кореляційний аналіз даних моніторингу

Отримані дані можна скопіювати в Microsoft Excel і там зробити кореляційний аналіз.

Кореляційний аналіз – популярний метод статистичного дослідження, який використовується для виявлення ступеня залежності одного показника від іншого. У програмі Microsoft Excel є спеціальний інструмент, призначений для виконання цього типу аналізу. У таблиці 3 наведено результати кореляційного аналізу ЧР за параметрами вологості та температури повітря, навантаження тощо.

Коефіцієнт кореляції варіюється в діапазоні від +1 до -1. При наявності позитивної кореляції збільшення одного показника сприяє збільшенню другого. При негативній кореляції збільшення одного показника тягне у себе зменшення іншого. Чим більше модуль коефіцієнта кореляції, тим помітніша зміна одного показника позначається зміні другого. При коефіцієнті рівним 0 залежність між ними повністю відсутня.

Таблиця 3. Кореляційний аналіз

Таблиця 3 - Корреляционный анализ

	Канал 1. Інтенсивність імпульсів, мВ	Канал 1. Амплітуда інтенсивності, мВ	Канал 1. Сумарне число імпульсів, Imp/s	Канал 2. Інтенсивність імпульсів, мВ	Канал 2. Амплітуда інтенсивності, мВ	Канал 2. Сумарне число імпульсів, Imp/s	Канал 3. Інтенсивність імпульсів, мВ	Канал 3. Амплітуда інтенсивності, мВ	Канал 3. Сумарне число імпульсів, Imp/s	Амплітуда U _{лн} , %	Температурний коефіцієнт КТ,	Температура повітря, °С	Вологість Н, %	Температура кола, °С	Нагрузка, %
Канал 1. Інтенсивність імпульсів, мВ	1														
Канал 1. Амплітуда інтенсивності, мВ	0,773	1													
Канал 1. Сумарне число імпульсів, Imp/s	0,925	0,578	1												
Канал 2. Інтенсивність імпульсів, мВ	0,099	0,062	0,088	1											
Канал 2. Амплітуда інтенсивності, мВ	0,205	0,147	0,160	0,697	1										
Канал 2. Сумарне число імпульсів, Imp/s	0,090	0,062	0,072	0,816	0,307	1									
Канал 3. Інтенсивність імпульсів, мВ	0,307	0,197	0,296	0,056	0,140	0,071	1								
Канал 3. Амплітуда інтенсивності, мВ	0,272	0,204	0,239	0,091	0,288	0,093	0,581	1							
Канал 3. Сумарне число імпульсів, Imp/s	0,317	0,190	0,309	0,079	0,169	0,300	0,937	0,603	1						
Амплітуда U _{лн} , %	-0,073	-0,033	-0,047	0,084	0,083	0,041	-0,033	-0,072	-0,053	1					
Температурний коефіцієнт КТ,	0,040	0,039	0,026	0,071	-0,003	0,066	0,000	0,008	0,022	0,165	1				
Температура повітря, °С	0,603	0,586	0,522	0,062	0,083	0,034	0,191	0,164	0,198	-0,103	0,121	1			
Вологість Н, %	-0,133	-0,081	-0,160	-0,189	-0,151	-0,158	-0,359	-0,345	-0,443	-0,143	-0,143	-0,227	1		
Температура кола, °С	0,635	0,615	0,569	0,105	0,161	0,084	0,262	0,289	0,292	-0,071	0,104	0,932	-0,383	1	
Нагрузка, %	-0,429	-0,499	-0,380	-0,045	-0,091	-0,028	-0,159	-0,227	-0,178	0,089	-0,026	-0,659	0,246	-0,793	1

Провівши кореляційний аналіз наявних даних, можна встановити, що інтенсивність імпульсів та амплітуда імпульсів кожної фази пов'язана прямою залежністю. Коефіцієнт кореляції зв'язку інтенсивності та амплітуди фази А дорівнює 0,773, у фазі В коефіцієнт дорівнює 0,697 та у фазі С дорівнює 0,552. Зауважимо, що зв'язок у фазі А більший, ніж у фазі В, але так само зв'язок сильна, більше 0,5. Цей зв'язок говорить про те, що при підвищенні інтенсивності ЧР амплітуда імпульсів не завжди збільшується, але довгий час може бути в одних і тих же межах. Сумарне число та інтенсивність імпульсів в одній і тій же фазі мають коефіцієнти кореляції у фазах А, В і С 0,925 0,816 та 0,937 відповідно. Це говорить про те, що кореляційний зв'язок між даними величинами, пряма та дуже тісна. Тобто за високої інтенсивності ЧР в одній фазі сумарне число імпульсів цієї фази неминує зросте.

Якщо порівнювати інтенсивність імпульсів та амплітуду імпульсів різних фаз, то ступінь кореляції буде низьким. Так зв'язок інтенсивності ЧР фази А і амплітуди ЧР фази В має коефіцієнт кореляції 0,205, а між фазами А і

З 0,272, зв'язок фаз і З зовсім становить 0,09, що відповідає найслабшому зв'язку. Це обговорить про те, що збільшення інтенсивності ЧР в одній фазі дуже слабо пов'язана зі збільшенням амплітуди ЧР у сусідніх фазах.

Так само прямий, але дуже слабкий зв'язок спостерігається в інтенсивності імпульсів сусідніх фаз. Це говорить про те, що підвищення чи зниження інтенсивності ЧР в одній фазі ніяк не відбивається на іншій фазі.

Як зв'язок інтенсивності ЧР різних фаз, також зв'язок амплітуди різних фаз і сумарного числа ЧР різних фаз буде дуже низькою. Все це свідчить, що значення однієї фази в іншу фазу малозначні.

Чого не скажеш про зв'язок температури навколишнього середовища та температури введів, а також зв'язку температури та походженням ЧР. Порівняємо залежність ЧР від температури повітря. Коефіцієнт кореляції інтенсивності ЧР фази А та температури дорівнює 0,635, що відповідає прямому та сильному зв'язку. Зв'язок температури та інтенсивності імпульсів у фазах В і С набагато нижче фази А. Ми можемо тільки припускати з чим це пов'язано, тому що дуже важлива деталь - це настроювання та калібрування датчиків на холодному трансформаторі. Тому може бути дуже велика похибка у розрахунках даних. Коефіцієнт кореляції між вологістю та температурою повітря дорівнює -0,385. Негативний коефіцієнт свідчить про те, що зв'язок між цими параметрами обернена, тобто. при підвищенні однієї величини інша величина зменшується. Оскільки коефіцієнт по модулю нижче 0,4 означає, що зв'язок параметрів нижче за середній.

Оскільки зв'язок температури та ЧР прямий, а зв'язок температури та вологості повітря зворотний, отже, зв'язок вологості та реєстрацією ЧР також є зворотною. При падінні вологості повітря, яка відбувається при підвищенні температури, відбувається підвищення інтенсивності, амплітуди та сумарного числа ЧР. Коефіцієнт зв'язку низький і значення по модулю не вище 0,45 - це означає, що зв'язок цих параметрів нижче за середній.

Під час проведення кореляційного аналізу між навантаженням трансформатора та параметрами ЧР виявився зворотний зв'язок. Причому варто зауважити, що навантаження на даній підстанції та трансформаторі 2Т літній період зменшується. Ця підстанція належить котельні, яка постачає тепло споживачеві в холодну пору року. В наслідок цього зауважимо, що навантаження зменшилося при переході на неопалювальний період. Про це свідчить зворотний зв'язок із температурою повітря, коефіцієнт якої дорівнює $-0,792$. Ця величина говорить про те, що зв'язок дуже тісна.

Коефіцієнт кореляції між навантаженням та інтенсивністю ЧР не перевищує $-0,5$, отже, зв'язок даних параметрів нижче за середній. За даних, отриманих за 4,5 місяці, тому коефіцієнти кореляції дуже сильно варіюються. Це може бути наслідком того, що потрібне калібрування датчиків і тривалий збір даних.

В результаті досліджень, проведених на трансформаторі, встановлено, що параметри змінюються протягом року.

Під час проведення кореляції виявилось підтвердження зворотної залежності збільшення інтенсивності ЧР від вологості повітря, а також прямого зв'язку від підвищення температури трансформатора. Зауважимо, що вологість знаходиться у зворотній залежності від температури навколишнього середовища. Дослідження показало, що інтенсивність ЧР знаходиться у зворотній залежності від навантаження, хоча рівень кореляції низька.

Аналізуючи дані та результати вимірювань можна констатувати, що найбільша інтенсивність ЧР спостерігається навесні, переважно у березні, при таненні снігу та переході від негативних температур до позитивних, а також навпаки, коли з'являється паморозь інтенсивність та амплітуда ЧР зростає. Так само є залежність від вологості повітря.

У програмі системи контролю ізоляції (SKI) є вкладка фазова діаграми. Ця вкладка є двовимірним графіком тренда амплітуди U_{nn} або

температурного коефіцієнта U_{nn} у полярних координатах, де як кутовий координати виступає фазовий зсув [16,17].

Діаграма розбита на кольорові сектори. Колір сектора позначає приналежність до конкретної фази: жовтий - фаза А, зелений - фаза, червоний - фаза С. Якщо точка потрапляє в сектор, розташований уздовж своєї фази, це означає зміна опору даної фази. Якщо ж точка потрапляє в сектор, розташований перпендикулярно до осі своєї фази, то це - зміна ємності даної фази.

На наведеній фазовій діаграмі на рисунках 23, 24 зеленим кольором виділено сектор ємності фази В. Отже дані, зібрані в період спостережень, показують, що в ємності фази відбуваються зміни, які не виходять за межі 5% за амплітудою U_{nn} .

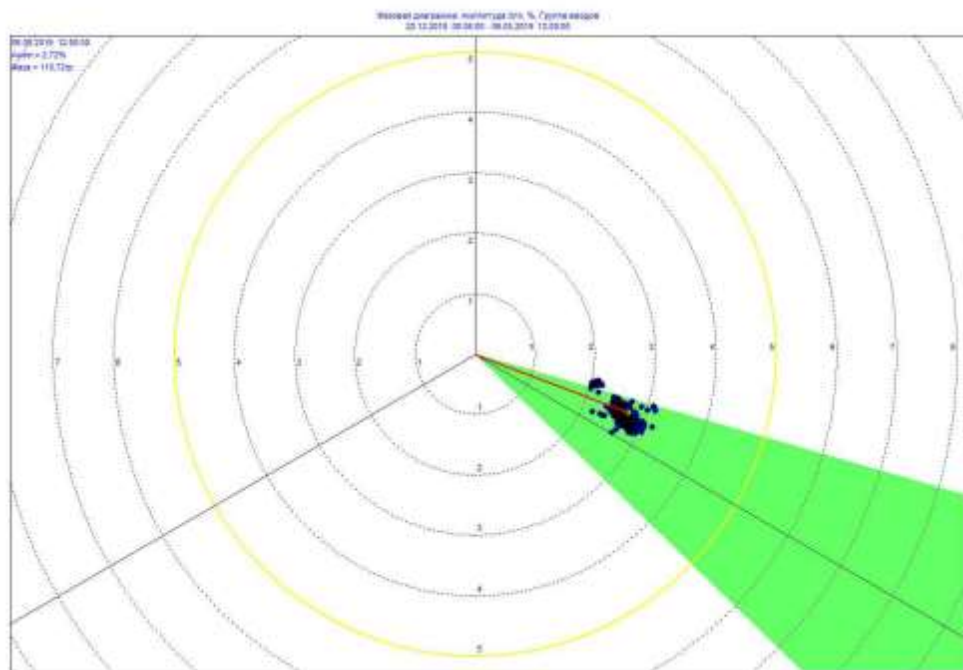


Рис. 23 - Фазова діаграма Амплітуди U_{nn} , %

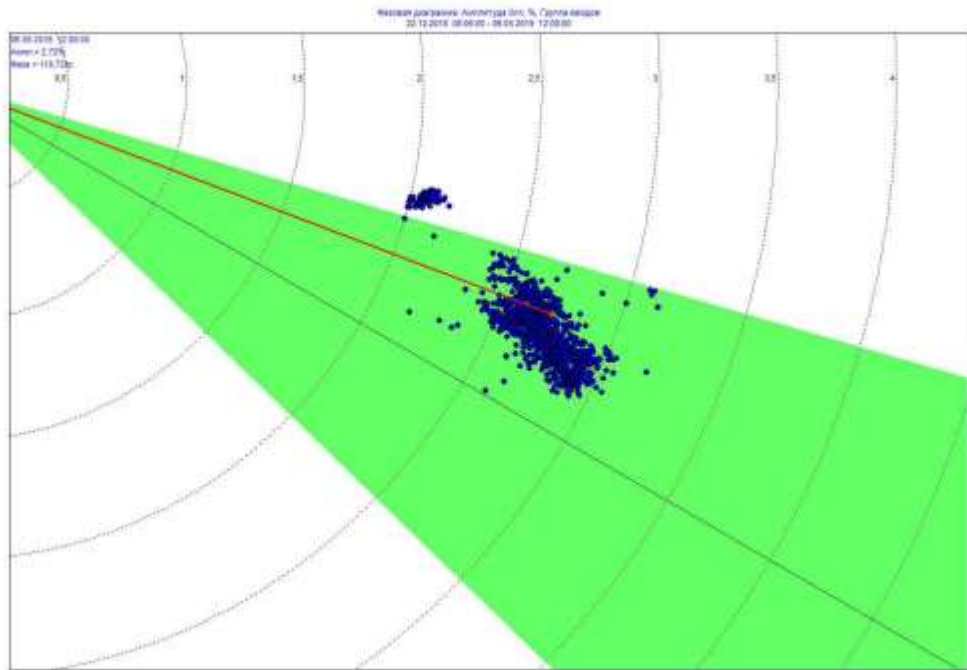


Рис. 24 - Фазова діаграма Амплітуди Unp, % (Збільшено)

4.2. Регресійний аналіз даних моніторингу

Щоб постаратися передбачити поведінку ЧР в високовольтних вводах трансформатора, був проведений простий регресійний аналіз [9]. Такий вид аналізу дозволяє представити дані в вигляді графіків підбору, графіків залишків та нормального розподілу.

З різних типів простої регресії було обрано лінійну регресійна модель. Рівняння даного типу має вигляд:

$$y = bx + a \quad (1)$$

де a та b – оцінки параметрів α та β регресійної моделі, які слід знайти.

Для початку провели регресійний аналіз між даними параметра вологості повітря та інтенсивністю ЧР фази А. На малюнку 25 представлений графік підбору залежності інтенсивність імпульсів фази А від вологості повітря. На малюнку 26 представлений графік залишків цього випадку.

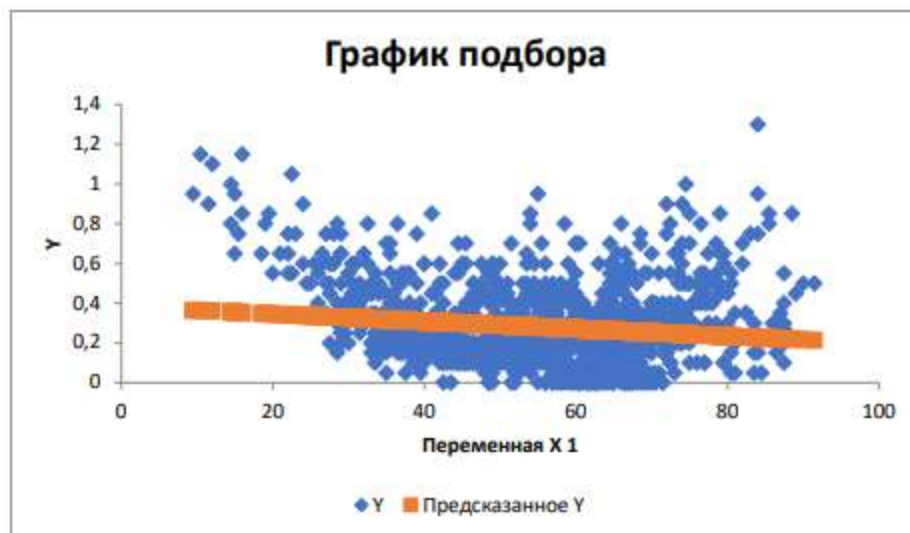


Рис. 25 - графік підбору залежності інтенсивності імпульсів фази А від вологості повітря

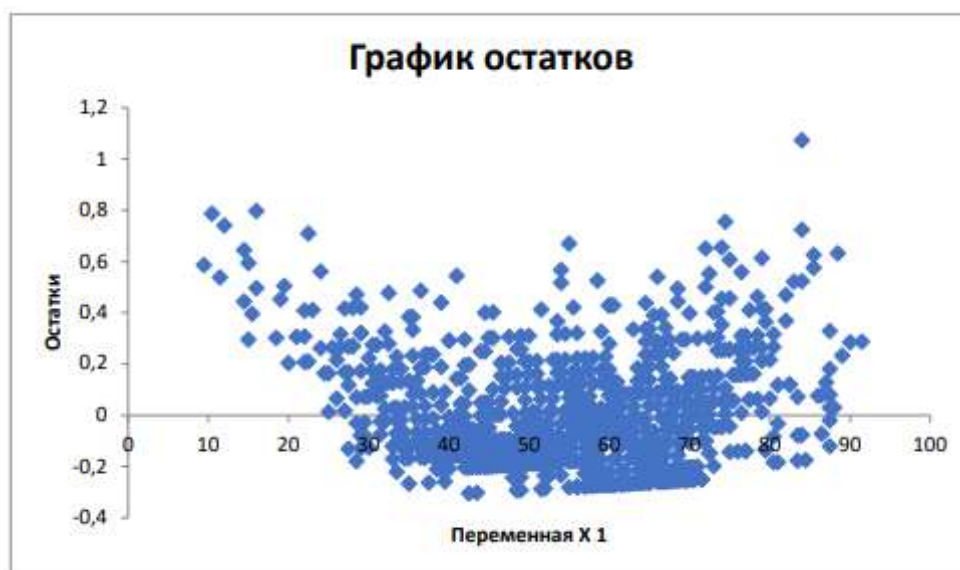


Рис 26 - графік залишків залежності інтенсивності імпульсів фази А від вологості повітря

Було розраховано рівняння лінійної регресії (1) для цього випадку:

$$y = -0,35 x + 78,18$$

Рівняння демонструє зворотну залежність інтенсивності імпульсів фази від вологості повітря. Це можна пояснити тим, що за підвищення

температури повітря – вологість повітря зменшується. Потім провели аналіз параметрів температури повітря та інтенсивністю ЧР фази А.

На малюнку 27 представлений графік підбору залежності інтенсивності імпульсів фази від температури повітря. Варто зауважити, що лінійна залежність зростає.

На малюнку 28 представлений графік залишків залежності інтенсивність ЧР фази А від температури повітря.

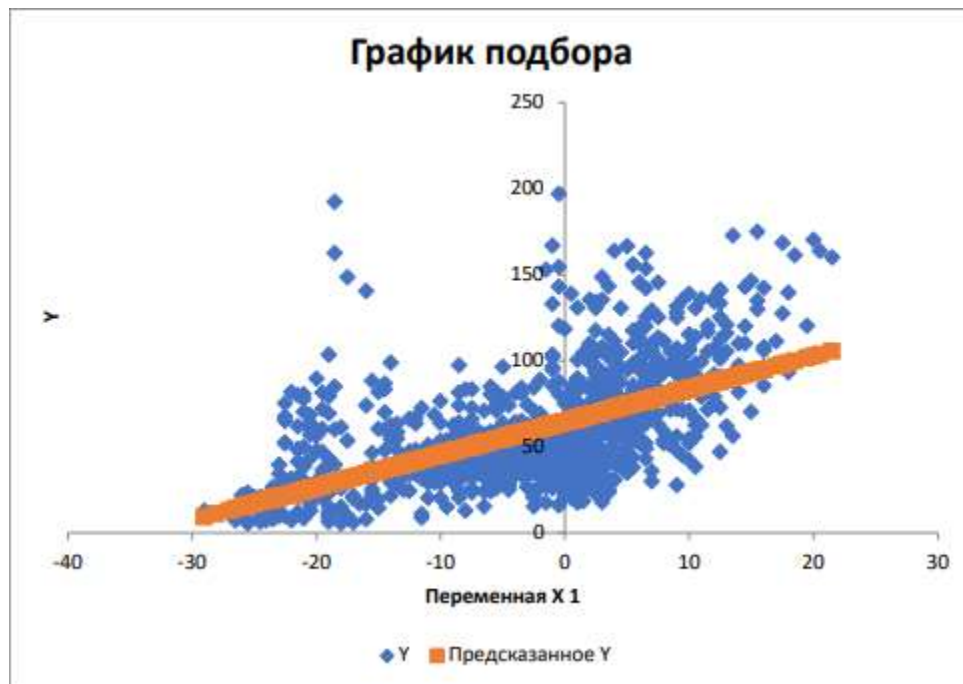


Рис. 27 – графік підбору залежності інтенсивності імпульсів фази А від температури повітря

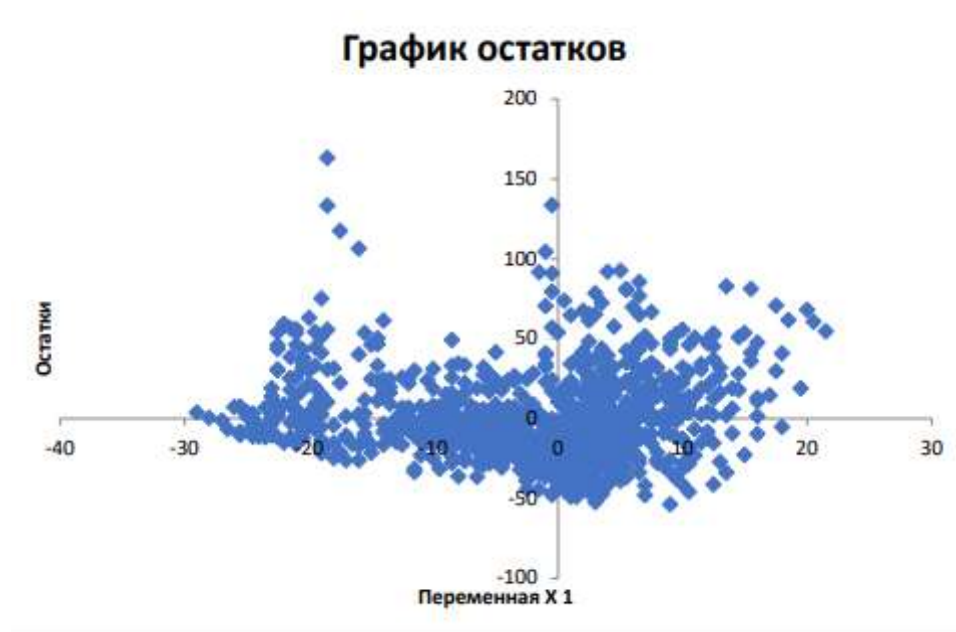


Рис. 28 – графік залишків залежності інтенсивності імпульсів фази А від температури повітря.

Отримали рівняння лінійної регресії (1) зі значеннями:

$$y = 1,9x + 64,52$$

До рівняння коефіцієнт при x позитивний, що говорить про пряму зв'язку даних параметрів. При підвищенні температури повітря негайно зростає і температура ввідів, що призводить до підвищення інтенсивності ЧР.

З графіків, представлених вище, видно, що похибка при підборі лінійного рівняння є значною. Отже, замість лінійної регресії слід застосувати регресію складнішого виду.

РОЗДІЛ 5

ЕФЕКТИВНІСТЬ ЗАСТОСУВАННЯ АСМД

5. Ефективність застосування АСМД

5.1. Визначення збитків від аварії на силових трансформаторах

Для високовольтних силових трансформаторів аварії нерідко явище через негативні зовнішні впливи, хоча вони досить надійні у використанні через відсутність деталей, що обертаються.

Варто звернути увагу на те, що високовольтні силові трансформатори електричних мереж та системи електропостачання старіють і зношуються. За даними ПАТ «ФСК» ступінь трансформаторного обладнання, що перевищує нормативний період використання становить понад 60% [10].

Прагнення уникнути виходу з ладу великих трансформаторів, пошук дефектів та небезпечних режимів роботи цілком природні, бо при поломці великого трансформатора витрати енергокомпанії можуть скласти десятки мільйонів гривень. Щоб досягти такого ефекту, необхідно застосування АСМД силових трансформаторів

Сучасні методи технічної діагностики дозволяють виявляти різні дефекти без відключення трансформатора від мережі. Це призводить до того, що мережева компанія не витрачає додаткові засоби, як на діагностику трансформаторів із відключенням.

АСМД особливо важливі як засоби переходу до профілактики, оцінюється за реальним станом трансформатора. Профілактика призводить до скорочення витрат на обслуговування, а також продовжує термін служби працюючих трансформаторів. Крім функцій виявлення дефектів, АСМД за рахунок застосування засобів автоматизації можуть вирішувати завдання керування режимом силового трансформатора (при додаткових витратах на встановлення та налаштування додаткового обладнання), що дозволить

підвищити термін його служби.

Сучасні багатопараметричні АСМД дозволяють виявити, що виникають у роботі дефекти у високовольтних силових трансформаторах. Виявлення на ранній стадії дозволяє вчасно прийняти правильні рішення щодо ліквідації дефектів; забезпечують високий коефіцієнт готовності, скоротити або повністю виключити вимушені простої на ремонт та обслуговування, збільшити міжремонтний інтервал та якість ремонту, зменшити витрати на нього, а також продовжити термін служби обладнання.

Підсумок такого підходу призведе до того, що потреба планово-запобіжних та післяаварійних ремонтів зведеться до нуля, а обслуговування об'єктів енергетики відбуватиметься лише за їх фактичного стану.

Застосування АСМД силових трансформаторів дозволяє:

- підвищити надійність електропостачання;
- продовжити термін служби устаткування;
- запобігти виходу з ладу дорогого обладнання;
- зменшити кількість аварійних ситуацій;
- виключити простої обладнання.

Цілком очевидно, що витрати на АСМД силових трансформаторів рази менше витрат на капітальний ремонт електроустаткування після виходу його з ладу і також набагато нижче вартості нового електрообладнання, а тим більше набагато менше збитків від розвитку тривалих аварій у районах із високим рівнем розвитку промисловості.

5.2. Можливий ефект від застосування АСМД

Можливий ефект від застосування АСМД для силових трансформаторів складатиметься з кількох складових:

- зменшення кількості аварійних ситуацій, а отже, і зменшення витрат на ремонт;

- зниження позапланових відключень електроенергії в міру непотрібності щодо оцінки стану трансформаторів;
- своєчасне виведення обладнання в ремонт, що знижує ризик виникнення аварії, витрати на ремонт та зменшує час простою обладнання у ремонті.

Правильне та швидке виявлення виниклого дефекту дозволяє вчасно його усунути. Ремонт на місці встановлення вирішує проблеми з вводами, насосами, радіаторами охолодження, розщільненням, витоком масел, засміченням трубок охолоджувача. Але не всі дефекти можуть бути усунуті на місці. Деякі дефекти (перегрів сталі, погане зварювання, ослаблення пресування) вимагають транспортування на завод. За можливим сценарієм ремонту трансформатора з пошкодженням ізоляції в одній з обмоток, якщо дефект не був виявлений вчасно, та пошкодження спричинило виникнення дуги, витрати на ремонт зростуть більш ніж у 2 рази.

Вчасно проведена діагностика дозволяє оцінити технічне стан трансформатора та провести плановий ремонт у критичні терміни так що втрати від виведення в ремонт були мінімальні.

Дуже ефективна багатопараметрична діагностика для трансформаторів, які відпрацювали великий термін служби. Практика показує, що ризик пошкодження силового трансформатора починає помітно зростати після 12 - 17 років експлуатації і тоді виникає потреба в системі яка виявить появу дефектів ранніх стадіях.

АСМД дуже ефективні та використовують найсучаснішу вимірювальну та обчислювальну техніку зі складними програмами обробки даних їх порівняння, пошуку кореляції між безпосередньо не пов'язаними параметрами, регресійного аналізу різних видів тощо. Застосування ефективних АСМД дозволяє, попереджаючи аварійний вихід з ладу великих трансформаторів, отримати великий економічний ефект.

Внаслідок цього, доцільно використати досить складні засоби виміру. Прикладами складних пристроїв, які використовують останні досягнення науки і техніки, є акустичні та радіочастотні пристрої для індикації

часткових розрядів та дугоутворення всередині бака, а також пристрої безперервного контролю концентрації розчинених у маслі газів, та інших.

Ефективність застосування АСМД можна ілюструвати прикладом використання там. Впровадження установок АСМД силових трансформаторів у США підтверджує, що енергокомпанія економить у 3-6 разів більше, ніж витрачає систему контролю, включаючи періодичні вимірювання на вимкненому трансформаторі.

РОЗДІЛ 6

Обґрунтування застосування АСМД

6.1. Обґрунтування застосування АСББ. вибір оптимальної комплектації, кількості датчиків та місць встановлення АСМД

Необхідність застосування АСМД для силових трансформаторів вирішення складного завдання, такого як діагностування стану обладнання потребує безліч досліджень багатьох контрольованих параметрів з урахуванням особливостей роботи об'єкта, що піддається контролю, а також його режимів роботи та історії його експлуатації. Така велика обробка інформації, неможлива без автоматизації цього процесу.

Застосування АСМД це чудова можливість скоротити витрати на проведення діагностики. Впровадження «інтелектуальних» систем полегшує працю персоналу, підвищує ефективність управління режимом та достовірність оцінки стани трансформатора. Особливо ефективно використання АСМД з базами знань, складеними кваліфікованими фахівцями з окремих напрямків діагностики. А також під час навчання спеціального персоналу до роботи з АСМД.

Залежно від поставлених завдань для підприємства вирішується оптимізаційне завдання отримання максимальної інформації про технічний стан об'єкта контролю при мінімально можливому обсязі застосовуваних засобів та методів контролю. За такої оптимізації велику роль грає оцінка трансформатора на окремі ознаки дефектів та контрольованих параметрів трансформатора. Неоднозначно проявляються ознаки дефектів мають приватну діагностичну цінність. Якісна оцінка ймовірності появи дефекту вимагає статистичного аналізу результатів обстеження трансформатора за багато часу. Також бажано порівнювати отримані результати з різних трансформаторів однієї і тієї ж потужності.

6.2 Вибір комплектації та кількості датчиків

Для вибору комплектації системи TDM існує спеціальний опитувальний лист [24] та посібник з вибору [23] для замовлення даної системи.

Від вибору комплектації пристрою ТДМ-М та вибору кількості датчиків залежить як обсяг одержуваних даних, але й похибка вимірів.

Залежно від цілей, поставлених для підприємства – вибирається найбільш підходяща конфігурація. Якщо є необхідність перевірки трансформатора на зайву вібрацію, кількість датчиків вібрації необхідно збільшити. Щоб детально вивчити на яких частотах вібрація перевищує допустимі межі.

Абсолютно так само роблять і з іншими параметрами, за якими необхідно спостереження. Для повноцінної оцінки стану трансформатора, крім збільшеної вібрації, на мою думку, достатньо встановити 9 датчиків: 3 пристрої DB-2, які є обов'язковими для установки; 1 пристрій датчика марки ІФСТ-5А; високочастотний трансформатор струму в ланцюзі нейтралі первинної обмотки трансформатора; 1 датчик вібрації; 2 термоперетворювача; датчики вимірювання температури та вологості довкілля.

Варто зауважити, що подібні системи контролю та діагностики швидко дешевшають, внаслідок чого стають економічно доцільними для впровадження.

ВИСНОВКИ

У ПАТ «ДТЕК» великий обсяг електроустаткування, терміни служби якого давно перевищили термін служби за нормативними документами.

Внаслідок чого, на перший план виходить контроль та оцінка індексу технічного стану працюючого електрообладнання, виявлення дефектів на ранніх стадіях їх розвитку, коли вартість ремонту ще не велика, попередження аварійних виходів із ладу. Для найбільш відповідальних трансформаторів рекомендується безперервний контроль часткових розрядів, діелектричних характеристик високовольтних вводів, контроль газів та вологи в маслі, стани пристроїв РПН пристроями АСМД. Внаслідок цього підвищуються не тільки надійність оцінки стану трансформаторів, але також оперативність та точність дій персоналу. За підсумками всіх досліджень, підвищується надійність електрообладнання в цілому, переглядаються графіки планових ремонтів залежно стану устаткування.

У випускній кваліфікаційній роботі проаналізовано такі завдання:

- аналіз технічного стану та причин ушкодженості трансформаторів;
- аналіз результатів використання автоматизованої системи безперервного контролю силового трансформатора 2Т підстанції «Електрокотельна №1»;
- обґрунтування запровадження систем оцінки стану силових трансформаторів.

СПИСОК БІБЛІОГРАФІЧНИХ ПОСИЛАНЬ ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ

1. Міністерство енергетики Показник технічного стану об'єктів електроенергетики (фізичний знос) [Електронний ресурс]. – Режим доступу: <https://minenergo.gov.ru/node/11201>.
2. Визначення індексу технічного стану силових трансформаторів у процесі їх експлуатації [Електронний ресурс]. - Режим доступу : http://vestnik.ispu.ru/sites/vestnik.ispu.ru/files/published/str._25-32_0.pdf.
3. Діагностування технічного стану силових трансформаторів [Електронний ресурс]. - https://bstudy.net/708081/tehnika/diagnostirovanie_tehnicheskogo_sostoyaniya_silovyh_transformatorov.
4. Проблеми надійності роботи силових трансформаторів [Електронний ресурс]. https://brstu.ru/static/unit/journal_smt/docs/number19/117-120.pdf.
5. Прогнозування експлуатаційної надійності [Електронний ресурс]. - <http://earchive.tpu.ru/bitstream/11683/27520/1/TPU171354.pdf>.
6. Діагностика та оцінка стану силових трансформаторів [Електронний ресурс]. – Режим доступу: <https://helpiks.org/1-118355.html>.
7. Аналіз автоматизованих методів діагностики силових трансформаторів напругою 110–220 кВ [Електронний ресурс]. - https://dspace.tltsu.ru/bitstream/123456789/2462/1/Руднев%20В.П._ЭЭТбз_1101.pdf.
8. Постанова уряду РФ від 19.12.2016 N 1401 [Електронний ресурс]. – Режим доступу: <https://rulaws.ru/goverment/PostanovleniePravitelstva-RF-ot-19.12.2016-N-1401/>.
9. Дюк У. Обработка данных на ПК у прикладах – СПб: Пітер, 1997. – 240 з.: іл.
10. ГОСТ 11677-85. Трансформатори силові. Загальні технічні умови М: Вид-во Стандартів, 1986.

11. ГОСТ 11677-65. Трансформатори силові. Загальні технічні вимоги. М: Вид-во. Стандартів, 1971.
12. Ванін Б.В., Львів Ю.М., Львів М.Ю., Неклепаєв Б.М., Антіпов К.М., Сурба АС, Чичинський М.І. Про пошкодження силових трансформаторів напругою 110-500 кВ в експлуатації // Електричні станції. 2001. № 9. С. 53-58.
13. Макаревич Л.В., Шифрін Л.М., Алпатов М.Є. Сучасні тенденції в створенні та діагностиці силових трансформаторів великих потужностей // Изв. Акад. наук. Енергетика. 2008. № 1. С. 45-69.
14. Алексєєв Б.А. Контроль стану (діагностика) великих силових трансформаторів. М: НЦ Енас, 2002. 216 с.
15. Силові трансформатори: довід. книга / за ред. С.Д. Лізу-нова, А.К. Лоханіна. М: Енерговидав, 2004. 618 с.
16. Русов В.А. Вимірювання часткових розрядів в ізоляції високовольтного обладнання Єкатеринбург: УрГУПС, 2011. - 370 с. - ISBN 978-5-94614-177-2.
17. Русов В.А. Діагностичний моніторинг високовольтних силових трансформаторів Перм: Компроміс, 2012. – 159 с.
18. Вдовіко В.Л. Часткові розряди у діагностуванні високовольтного обладнання Новосибірськ: Наука, 2007. – 156 с.
19. Часткові розряди в ізоляції високовольтного обладнання [Електронний ресурс]. - Режим доступу : <https://dimrus.ru/texts/pdtext.html>.
20. Характеристика TDM-M, брошура [Електронний ресурс]. – Режим доступу: <https://dimrus.ru/manuals/tdmm.pdf>.
21. Система діагностичного моніторингу силових трансформаторів з робочою напругою 110 кВ [Електронний ресурс]. - Режим доступу : https://dimrus.ru/manuals/trans_monitoring_2018.pdf.
22. TDM система моніторингу та діагностики силових трансформаторів

[Електронний ресурс]. - Режим доступу :

https://dimrus.ru/manuals/tdm_cat.pdf.

23. Методичний посібник з вибору технічних та програмних засобів для систем моніторингу силових трансформаторів

[Електронний ресурс]. - Режим доступу :

https://dimrus.ru/manuals/trans_monitoring.pdf.

24. Опитувальний лист для замовлення системи TDM [Електронний ресурс]. – Режим

доступу: https://dimrus.ru/manuals/tdm_list.doc.

25. Посібник з експлуатації TDM (TDMR) [Електронний ресурс]. - Режим доступу: https://dimrus.ru/manuals/tdm_um.pdf.

26. Правила пристроїв електроустановок (ПВЕ). - С.-Пб.: - Видавництво: Енергоатоміздат, 2008 р.

27. Правила технічної експлуатації електроустановок споживачів. - М: Видавництво НЦ ЕНАС, 2013.

28. Економічні втрати від порушень електропостачання споживачів В.А. Непамятний. - М: Видавничий будинок МЕІ, 2010.

29. ГОСТ 11677-75 [Електронний ресурс]. - Режим доступу : <http://docs.cntd.ru/document/1200004970>.

30. РД 16363-87 Трансформатори силові. Транспортування, розвантаження, зберігання, монтаж та введення в експлуатацію [Електронний ресурс]. – Режим доступу: <http://docs.cntd.ru/document/1200055962>.

31. Алексєєв, Б.А. Системи безперервного контролю стану великих силових трансформаторів - М.: Видавництво НЦ ЕНАС, 2009 &