

Напрямок: Електричні мережі та устаткування електричних станцій та
підстанцій

**Розрахунок втрат на нагрів дефектних з'єднань розподільних
пристроїв підстанцій на основі даних тепловізійної
діагностики устаткування**

Шифр: «Квант»

Суми 2012

ЗМІСТ

ВСТУП.....	3
1. МЕТОДИКА ДІАГНОСТИКИ ЕЛЕКТРОТЕХНІЧНОГО УСТАТКУВАННЯ В РОЗПОДІЛЬНИХ УСТАНОВКАХ ПІДСТАНЦІЙ	5
1.1 Контроль устаткування без відключення	5
1.2 Технічні засоби теплового контролю електротехнічного обладнання розподільчих пристроїв	10
2. ДОСЛІДЖЕННЯ КОНТАКТНИХ З'ЄДНАНЬ СТРУМОВЕДУЧИХ ЕЛЕМЕНТІВ РУ СУМСЬКОЇ ГРУПИ ПІДСТАНЦІЙ ТЕПЛОВІЗІЙНИМ МЕТОДОМ КОНТРОЛЮ	13
2.1 Результати тепловізійного контролю ПЛ 110 кВ «Суми - Вузлова»	13
2.2 Результат тепловізійного контролю силового устаткування ПС «Кировская» 110/6 кВ	16
2.3 Результат тепловізійного контролю силового устаткування ПС «Октябрьская» 110/6 кВ.....	17
2.4 Результат тепловізійного контролю силового устаткування ПС «Вузлова» 110/6 кВ	19
2.5. Аналіз розвитку можливих аварій через дефекти струмоведучих частин	20
2.6 Розрахунок втрат по допустимому нагріву струмопровідних поверхонь	22
2.6.1 Теоретичний підхід до розрахунку втрат по нагріву струмопровідної поверхні	22
2.6.2 Практичний підхід до розрахунку втрат по нагріву струмопровідної поверхні	26
ВИСНОВОК	28
СПИСОК ЛІТЕРАТУРИ.....	30
ДОДАТОК 1	31
ДОДАТОК 2	32

ВСТУП

Надійність систем розподілу електроенергії значною мірою визначається надійністю електроустаткування. Аварійні ушкодження, що часто супроводжуються руйнуванням устаткування, приводять до порушень електропостачання й великому економічному збитку, що наноситься енергосистемі й споживачам. Особливо значні втрати від відмов устаткування високих класів напруги 35-110 кВ, що мають більшу одиничну потужність.

Підтримка необхідного ступеня надійності устаткування в процесі його експлуатації забезпечується системою технічного обслуговування й ремонтів. Традиційно ця система базується на періодичному проведенні планових профілактичних робіт, при яких устаткування виводиться з експлуатації. При відсутності системи резервування вивід устаткування з експлуатації призводить до недовідпуску електроенергії споживачам.

Ефективність експлуатації устаткування високої напруги полягає в переході на технічне обслуговування по реальній потребі. При цьому необхідність в обслуговуванні й ремонті визначається виходячи з дійсного стану устаткування.

У нормальному режимі роботи електричної мережі, температура струмопровідних поверхонь елементів розподільних мереж повинна відповідати температурі навколишнього середовища. Якщо температура поверхні струмопровідного елемента більше температури навколишнього середовища виникає перегрів, що в остаточному підсумку може привести до перегорання проводу, і виникненню аварії. Будь-яка аварія в енергосистемі призводить до псування дорогого устаткування, і до недовідпуску електричної енергії.

Вчасно виявити й не допустити розвитку аварії в електричних мережах дозволяє тепловізійний метод дослідження ізоляційних конструкцій. В основу методу лежить застосування тепловізора — пристрою для спостереження за розподілом температури досліджуваної поверхні.

До застосування тепловізійного дослідження ізоляції нагрів струмопровідних елементів розподільної мережі визначали підручними способами. Цим методом, можна було визначити місце ушкодження на стадіях, коли поверхня нагрівається до критичної температури. До того ж метод не давав точного значення температури поверхні. Не знаючи температури поверхні не можна було визначити величину теплових втрат електроенергії.

Знаючи температуру нагрітої поверхні струмопровідної конструкції можна вчасно визначити місце дефекту, і тим усунути розвиток масштабних аварій в енергосистемі пов'язаних з виходом з ладу дорогого устаткування. Знаючи температуру й інтервал часу між плановою діагностикою устаткування можна визначити втрати електроенергії, які були витрачені на нагрів.

Метою даної роботи є визначення величини втрат енергії на нагрів струмопровідних поверхонь у місцях поганого з'єднання струмоведучих частин силового устаткування на основі результатів тепловізійного контролю.

Одним з можливих шляхів розрахунку втрат є використання методів і засобів математичного моделювання.

1. МЕТОДИКА ДІАГНОСТИКИ ЕЛЕКТРОТЕХНІЧНОГО УСТАТКУВАННЯ В РОЗПОДІЛЬНИХ УСТАНОВКАХ ПІДСТАНЦІЙ

1.1 Контроль устаткування без відключення

Більшість методів контролю устаткування без виводу його з роботи, під напругою розвинено порівняно недавно. Не всі вони широко застосовуються в системі діагностики, хоча вже ясно, що використання таких методів істотно підвищує ефективність контролю й відкриває можливість його автоматизації. Крім того, знижуються затрати праці на проведення випробувань і поліпшуються умови праці персоналу.

Контроль устаткування без відключення можна вести, проводячи аналізи проб, що відбирають періодично, а також вимірюючи характеристики об'єкта в процесі його функціонування.

Розвиток одержали методи вимірів характеристик ізоляції устаткування при робочій напрузі, нагрівання поверхні струмопровідних елементів РУ, а також контроль проб ізоляційного масла.

Підвищення ефективності контролю забезпечується за рахунок збільшення частоти випробувань, тому що при цьому підвищується ймовірність своєчасного виявлення дефектів, а також з'являється можливість виявлення залежностей спостережуваних параметрів від часу, температури й т.п., які мають більшу інформативність у порівнянні із крапковими оцінками. Крім того, використовується ряд експлуатаційних факторів, що дозволяють підвищити чутливість методів контролю (наприклад, виявлення зволоження ізоляції шляхом вимірів при підвищеній температурі, виявлення часткових розрядів при робочій напрузі й т.п.).

Зниження трудомісткості контролю забезпечується застосуванням стаціонарних схем вимірів і відсутністю необхідності в підготовці об'єкта до випробувань. Поліпшення умов праці визначається зниженням обсягу робіт,

проведених у зоні високої напруги на місці установки устаткування, а також безпекою стаціонарних вимірювальних систем.

Автоматизація вимірів і аналізів забезпечує не тільки зниження обсягу робіт персоналу й можливість безперервного контролю. Принциповою відмінністю такої системи контролю є можливість передачі відповідному пристрою значної частини функцій діагностики, тобто функцій ідентифікації дефектів і оцінки технічного стану об'єкта. Такими можливостями володіють діагностичні системи із застосуванням комп'ютерних програм. Ці системи можуть проводити виміри й математичну обробку отриманих даних.

Можливі два способи організації контролю устаткування під напругою:

- рання діагностика, тобто виявлення ознак погіршення технічного стану, що викликають зміни значень контрольованих параметрів;
- сигналізація граничних станів, тобто виявлення ознак погіршення технічного стану, що є небезпечними з погляду надійності устаткування.

Обидва способи взаємно доповнюють один одного, забезпечуючи можливість виявлення тенденцій і швидкості зміни діагностичних параметрів, а також своєчасне одержання сигналу про небезпеку відмови устаткування. Це дозволяє краще планувати ремонти устаткування й при необхідності робити термінове відключення об'єктів, що перебувають у передаварійному стані.

Надійність устаткування високої напруги значною мірою визначається працездатністю ізоляції. Основний обсяг діагностики відноситься до контролю ізоляційних конструкцій.

Старіння діелектрика – поступова його зміна, що супроводжується погіршенням або повною втратою ізоляційних властивостей - викликається рядом процесів, пов'язаних з хімічними, тепловими, механічними й електричними впливами. Ці процеси діють одночасно й взаємозалежні; кожний з них може викликати появу іншого.

До хімічних процесів погіршення ізоляційних матеріалів відносяться окислювання й інші хімічні реакції з агресивними компонентами навколишнього середовища, яким сприяють наявність вологи й підвищена

температура. Під впливом нагріву, викликаного зовнішніми причинами й діелектричними втратами, виникає зношування, супроводжуваний розпадом речовини, появою крихкості матеріалу, зниженням його електричної міцності.

Таблиця 1.1 – Основні причини пошкоджень устаткування високої напруги

Вид устаткування	Елементи конструкції	Причини виникнення пошкоджень
Трансформатори, автотрансформатори, шунтувальні реактори	Ізоляція	Термічне й електричне руйнування; зміни фізико-хімічних властивостей, забруднення масла
	Обмотки й магнітопроводу	Динамічна нестійкість при струмах короткого замикання, перегріву, порушення ізоляції елементів
	Пристрою регулювання напруги	Перегріву, відмови в роботі
Вимикачі й роз'єднувачі	Контактна система і її привод	Перегріву, відмови в роботі
	Ізоляція	Зволоження, пробій елементів, зміна характеристик масла, виникнення часткових розрядів
Введення й вимірювальні трансформатори	Ізоляція	Термічне й електричне руйнування; зміни фізико-хімічних властивостей, забруднення масла
	Обмотки й магнітопровід	Зміни характеристик, перегріву

До основних явищ старіння, обумовленого причинами електричного характеру, відносяться фізичні й хімічні зміни органічних ізоляційних матеріалів, викликані іонізаційними процесами (частковими розрядами).

Механічні впливи, викликаючи порушення цілісності матеріалу, знижують електричну міцність ізоляційної конструкції.

Ізоляційне масло, будучи одним з елементів ізоляційної конструкції, виконує ще роль середовища, яке відводить тепло і захисного середовища. При старінні

масло окислюється, що приводить до утворення органічних кислот, розчинних у маслі або опади, що створює. Зволоження знижує його електричну міцність.

Старіння масла приводить до зниження надійності всієї ізоляційної конструкції, тому що підвищена кислотність сприяє старінню твердої ізоляції, а осадження шламу збільшує діелектричні втрати й погіршує відвід тепла. Волога з масла, переходячи у твердий діелектрик, підсилює в ньому процеси руйнування. Наявність у маслі пухирців газу сприяє розвитку часткових розрядів.

Кінцевим результатом впливу перерахованих факторів на ізоляційну конструкцію є зміна структури діелектриків, їхніх властивостей, поява ушкоджень.

Де найбільш часто зустрічаються причинам ушкодження внутрішньої ізоляції устаткування високої напруги ставляться зволоження й часткові розряди [3].

Характер наступного розвитку дефекту при зволоженні ізоляції може бути різним: зниження електричної міцності з наступним пробоем, виникнення часткових розрядів, що руйнують тверду ізоляцію, тепловий пробій через збільшення діелектричних втрат, перекриття внаслідок перерозподілу напруг.

Виникнення часткових розрядів не обов'язково пов'язане зі зволоженням; достатня наявність місцевого збільшення напруженості електричного поля [1]. В умовах експлуатації однієї із причин, що викликають часткові розряди, є поява в товщі ізоляції газових пузирів.

Інша група причин погіршення ізоляції пов'язана з тепловими впливами. Процес руйнування істотно прискорюється при наявності зволоження. Перегріву ізоляції приводять до різкого зниження її механічної міцності, що створює умови для розвитку ушкоджень.

У цей час немає прямих методів визначення вологості й ступені старіння твердої ізоляції. Як правило, застосовуються непрямі методи контролю. Для цього використовується ряд параметрів ізоляції, значення яких визначають процеси, що відбуваються в діелектриках: поляризація, абсорбція, іонізація, провідність. Для випробувань використовуються також залежності їх від температури, прикладеного напруги, часу й т.п. Значна кількість дефектів

виявляється по зміні фізико-хімічних властивостей ізоляційного масла й наявності в ньому продуктів розкладання матеріалів конструкції.

До іншої групи порушень працездатності встаткування ставляться відмови функціонування, а також неприпустимі нагріви струмопровідних частин.

Відмови функціонування, викликані механічними дефектами елементів конструкції, характерні для комутаційних апаратів (вимикачів, віддільників, роз'єднувачів і т.п.), а також для пристроїв регулювання напруги силових трансформаторів.

Основним способом оцінки працездатності й виявлення дефектів комутаційних апаратів є комплексне випробування, при якому виконуються перевірки й виміри, що характеризують готовність устаткування до нормальної роботи.

При випробуваннях вимикача виконуються вимірювання часу включення й відключення, а також різночасності замикання й розмикання контактів, перевірка роботи приводів (напруга спрацьовування електромагнітів, працездатність при нижній межі тиску повітря). Про правильне регулювання й функціонування вузлів судять по осцилограмі виконання робочих циклів.

Ненормально високі нагріви струмопровідних частин звичайно є наслідком дефектів контактних з'єднань і виявляються шляхом контролю їхньої температури.

Існують наступні методи виявлення й визначення дефектів (табл. 1.2).

Тепловізійний контроль відкритих з'єднань струмоведучих частин електроустаткування, контактних з'єднань шин, кабелів, а також різних контактів комутаційних апаратів є найбільш прийнятним для виявлення дефектів [1]. Виявляються дефекти, що приводять до збільшення перехідного опору контакту. Є зв'язок між ступенем розвитку дефекту і його тепловим проявом: потужність, виділювана в контактному з'єднанні при відомому значенні струму, пропорційна його перехідному опору [1].

Оцінка отриманих даних виконується лише шляхом порівняння між собою результатів вимірювань на однотипних об'єктах. Це дає можливість виявлення об'єктів з підвищеним нагрівом.

Таблиця 1.2 – Основні методи діагностування й виявляють дефекти, що, силових трансформаторів

Метод діагностування	Дефекти, що виявляють
Вимірювання опору ізоляції	Сильне зволоження, забруднення
Вимірювання комплексної провідності, діелектричних втрат і ємності ізоляції	Зволоження, місцеве руйнування розрядами, погіршення характеристик масла
Визначення фізико-хімічних характеристик масла	Зволоження, старіння, перегріву, забруднення, термічне розкладання матеріалів
Вимірювання часткових розрядів	Місцеві дефекти, зміни розподілу напруги по конструкції, електричне руйнування
Вимірювання опору по постійному струму	Ушкодження з'єднань струмоведучих елементів і перемикальних пристроїв регулювання напруги
Вимірювання втрат холостого ходу	Порушення ізоляції елементів магнітопроводу
Вимірювання напруги короткого замикання	Деформація обмоток

1.2 Технічні засоби теплового контролю електротехнічного обладнання розподільчих пристроїв

Всі тіла, що мають температуру вище абсолютного нуля, є джерелами електромагнітного випромінювання, що виникає за рахунок теплового випромінювання.

При розгляді завдань контролю за нагрівом поверхні, мається на увазі випромінювання в інфрачервоній (ІЧ) області. ІЧ- випромінювання займають протяжну область спектра - від видимого (червоного) світла до діапазону радіохвиль, тобто з довжинами хвиль від 0,76 мкм до 1 мм.

Нормальне людське око здатне розрізняти до 180 видів і відтінків світла. Однак при спектральному розкладанні звичайно виділяють сім квітів: фіолетовий (380 ± 450 нм), синій (450 ± 480 нм), голубий (480 ± 510 нм), зелений (510 ± 575 нм), жовтий (575 ± 585 нм), жовтогарячий (585 ± 620 нм) і червоний (620 ± 760 нм). Ці границі досить умовні, розмиті, тому що відбувається накладання кольорів. До фіолетового випромінювання примикає

ультрафіолетове випромінювання, до червоного - інфрачервоне. І ультрафіолетове, і інфрачервоне випромінювання не видимі неозброєним оком, але можуть бути виявлені за допомогою приладів інфрачервоної техніки (ІЧТ). Їхнє застосування для виявлення дефектних елементів високовольтного устаткування обумовлена тим, що наявність деяких видів дефектів викликає зміну температури цих елементів і, як наслідок, зміна інтенсивності інфрачервоного випромінювання, що може бути зареєстроване тепловізорами.

ІЧ-випромінювання, поширюючись в атмосфері, селективно поглинається парами води, вуглекислим газом, метаном, озonom. Ділянки спектра з високим пропусканням ІЧ-випромінювань називаються "атмосферними вікнами". Найбільше значення для контролю теплового стану об'єктів мають вікна в діапазонах довжин хвиль 3-5 і 8-14 мкм. При температурі об'єкта 300 ДО (27°C) у діапазоні 3-5 мкм випромінюється лише 1,3% теплового потоку; на діапазон 8-14 мкм доводиться 26,4% випромінювання, що робить його кращим.

Перші системи тепловізорів були створені в 30-х рр. ХХ в. У них як приймачі ІЧ-випромінювання використовувалися болометри й термopари. Вони перетворювали теплове випромінювання в електричні сигнали, які потім подавалися на вхід електропроменевої трубки й спостерігалися на люмінесцентному екрані.

Сучасні тепловізори крім одержання видимого зображення нагрітих об'єктів по їхньому тепловому випромінюванню дозволяють виміряти їхні температурні поля. Тепловізор забезпечує можливість панорамного огляду всього устаткування розподільного пристрою. Таким чином, досить швидко можуть бути виявлені елементи з підвищеним тепловиділенням. Структурна схема тепловізора представлена на рис. 1.2

Тепловізор вузьким променем переглядає контрольовану поверхню. Сканування забезпечує перегляд поля огляду за допомогою растра й здійснюється звичайно оптико-механічним пристроєм, по черзі, що проектує на активну поверхню приймача випромінювання мала ділянка поверхні об'єкта.

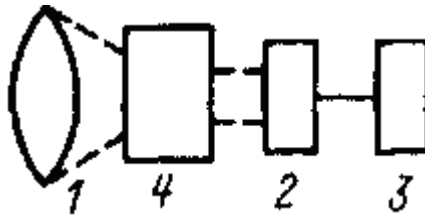


Рисунок 1.1 – Структурна схема тепловізора

1 – оптична система; 2 – приймач випромінювання; 3 – індикатор;
4 – вузол сканування

Все поле зору при цьому розкладається порядково на досить велику кількість малих областей (миттєвих полів зору), кожної з яких на виході приймача відповідає певний сигнал.

Оптична система забезпечує одержання зображення контрольованого об'єкта в площині приймача. Об'єктиви виготовляють із матеріалів, прозорих у контрольованій області випромінювання. У спектральній області випромінювання, що відповідає діапазону температур контрольованого електроустаткування, застосовуються об'єктиви із фтористого літію (барію), кремнію й т.п. Використовується й дзеркальна оптика з відповідними покриттями.

Приймач перетворює теплове випромінювання в електричний сигнал, пропорційний потоку випромінювання.

Застосовуються два основних класи приймачів випромінювання: теплові й фотонні. Теплові приймачі (термопар, болометри), поглинаючи теплове випромінювання, змінюють свої характеристики через збільшення температури активної зони. Ці зміни після відповідних перетворень відображаються індикатором електричних величин. Теплові приймачі перетворюють теплове випромінювання в широкій спектральній області. Їхній недолік - підвищена інерційність.

До фотонних приймачів встановлюються фоторезистори й фотодіоди - напівпровідникові пристрої, що безпосередньо перетворюють теплову енергію в електричну.

Всі способи дистанційного виміру температури об'єкта - засновані на реєстрації його теплового випромінювання [1].

Відомо, що нормально функціонуючі елементи мають певну температуру. Елементи ж, що мають приховані дефекти, відрізняються по температурі, і, навіть якщо вони в цей момент працюють нормально, згодом вихід їх з ладу найбільш імовірний. Тепловізійний контроль допускає порівняння зображення теплового поля модуля, що перевіряє, з еталонним зображенням цього ж модуля. Це дає можливість виявити елементи, частини схеми, окремі крапки, що мають температуру, що відрізняється від еталонної, зробити їхній ремонт і заміну [9].

2. ДОСЛІДЖЕННЯ КОНТАКТНИХ З'ЄДНАНЬ СТРУМОВЕДУЧИХ ЕЛЕМЕНТІВ РУ СУМСЬКОЇ ГРУПИ ПІДСТАНЦІЙ ТЕПЛОВІЗІЙНИМ МЕТОДОМ КОНТРОЛЮ

При виборі предмета дослідження було обрано Сумська група підстанцій. Сюди входять ПС додаток 2 «Кировская 110/6 кВ, ПС «Жовтнева» 110/6 кВ, ПС «Вузлова» 110/6 кВ. Всі підстанції живляться відпайками, по двохланцюговій лінії 110 кВ, що йде від ПС «Суми» 330/110/35кВ на ПС «Суми - Північна» 330/110/35 кВ.

Всі підстанції живлять ряд важливих споживачів міста. Частина з яких мають першу й другу категорії по надійності по електроживленню. Перерви, в електроживленні яких через вихід з ладу силового устаткування може привести до збитків на мільйони гривень. Діаграми нагріву були отримані за допомогою тепловізора FLIR P25, технічні характеристики наведені в додатку 1.

2.1 Результати тепловізійного контролю ПЛ 110 кВ «Суми - Вузлова»

У процесі проведення термографічного обстеження ВЛ 110 кВ «Суми - Вузлова» на ланцюзі 1 на фазі А на опорі №74, був виявлений аварійний дефект

плащечного з'єднання. Картинка з малюнком розподілу температури навколо дефекту, отриманого за допомогою тепловізора, показана на рис. 2.1.

Звичайний вид місця дефекту на опорі ВЛ показаний на рис. 2.2.

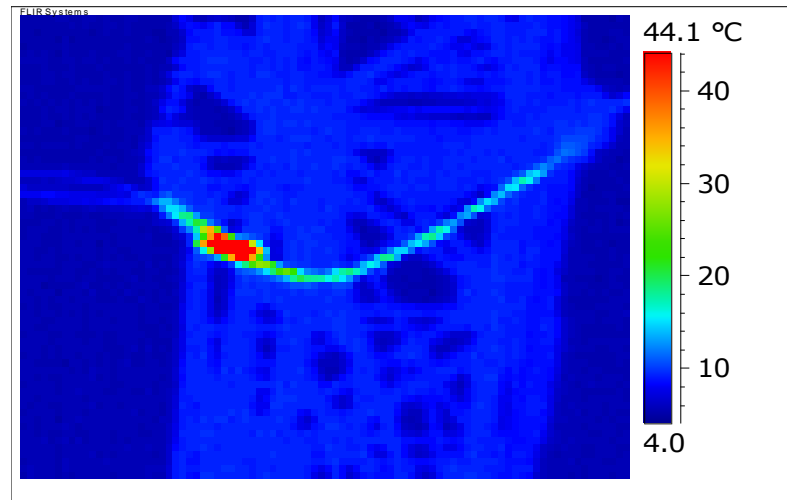


Рисунок 2.1 – Розподіл температури навколо дефекту

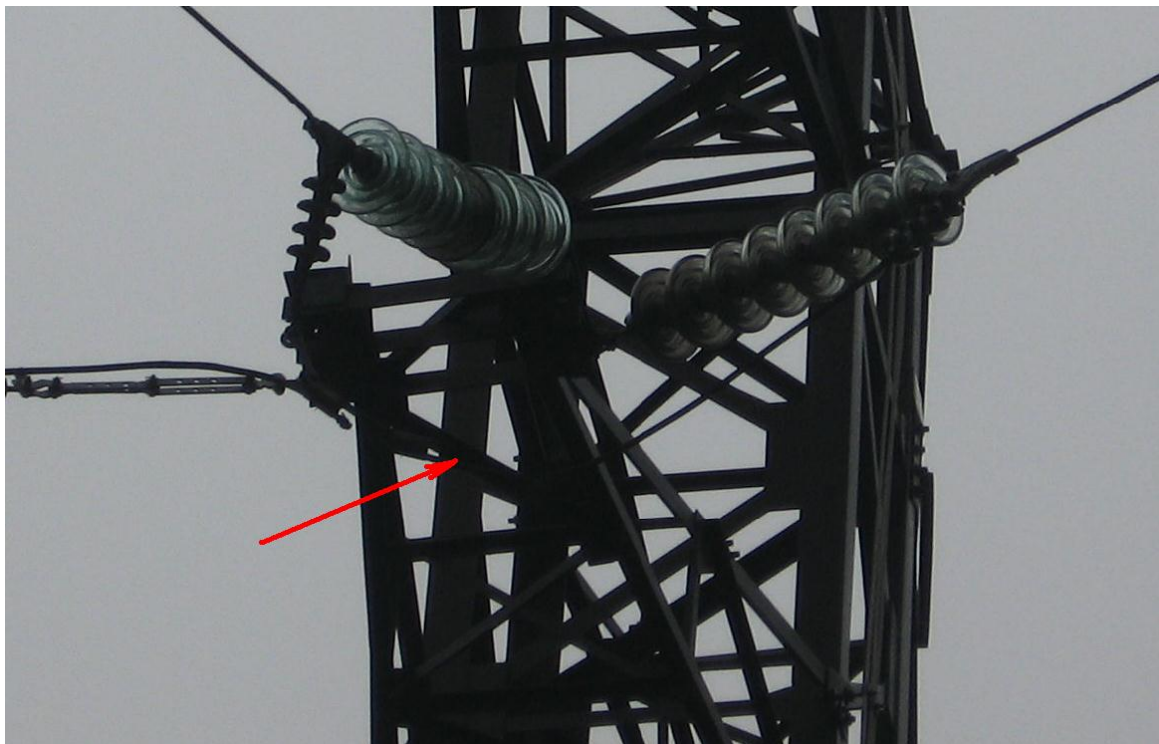


Рисунок 2.2 – Місце дефектного з'єднання на опорі ВЛ

При відсутності дефекту струмоведучих частин, температура їхніх елементів рівне температурі навколишнього середовища. У процесі виміру

температура повітря була 4°C . Як видно з розподілу температур навколо дефектного з'єднання рис. 2.1, максимальна температура склала 44.1°C .

Наступний дефект контактного з'єднання був виявлений на опорі №75 на фазі В, ланцюга 2. Картинка з малюнком розподілу температури навколо дефекту, отриманого за допомогою тепловізора, показана на рис. 2.3.

Звичайний вигляд місця дефекту на опорі ПЛ показаний на рис. 2.4.

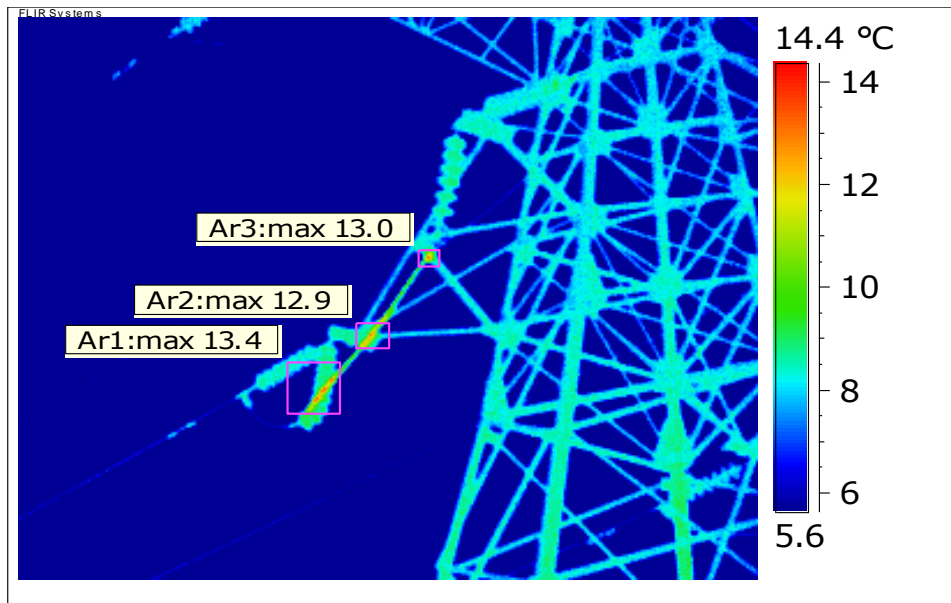


Рисунок 2.3 – Розподіл температури навколо дефекту



Рисунок 2.4 – Місце дефектного з'єднання на опорі ВЛ

Як видно з результатів термограми, максимальна температура дефектного з'єднання склала 14.4°C , при температурі повітря 5.6°C .

Таким чином, застосовуючи даний метод дослідження нагріву поверхні струмоведучих конструкцій ПЛ, можна вчасно запобігти розвитку масштабних аварій.

2.2 Результат тепловізійного контролю силового устаткування ПС «Кировская» 110/6 кВ

При обстеженні трансформаторного вводу трансформатора 2Т було виявлено нагрів контактного з'єднання на фазі С. Термограма дефектного з'єднання, представлена на мал. 2.5.

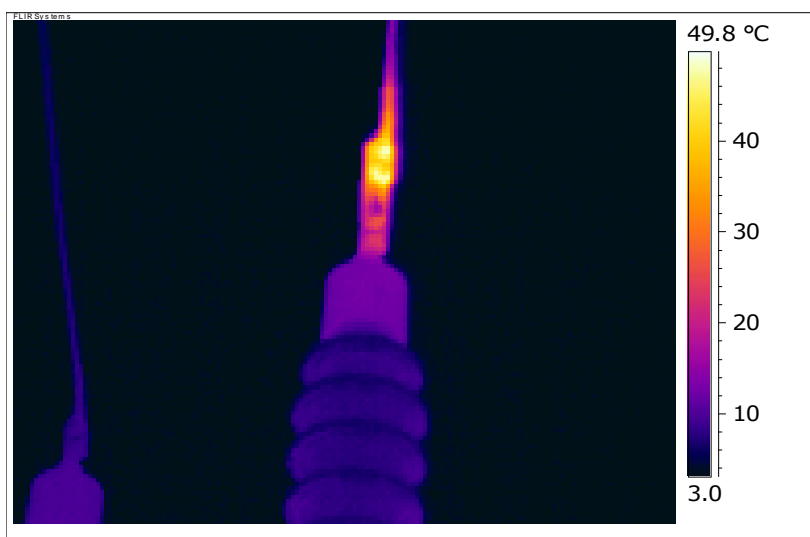


Рисунок 2.5 – Термограма дефектного з'єднання

Як видно з результатів, максимальна температура склала 49.8°C , при температурі повітря 3°C .

Наступний дефект був виявлений у контактному з'єднанні трансформатора власних потреб 2Т, на фазі А обмоток 0.4 кВ. Термограма представлена на рис. 2.6. Максимальна температура контактного з'єднання становить 20.2°C , при температурі повітря 1.3°C .

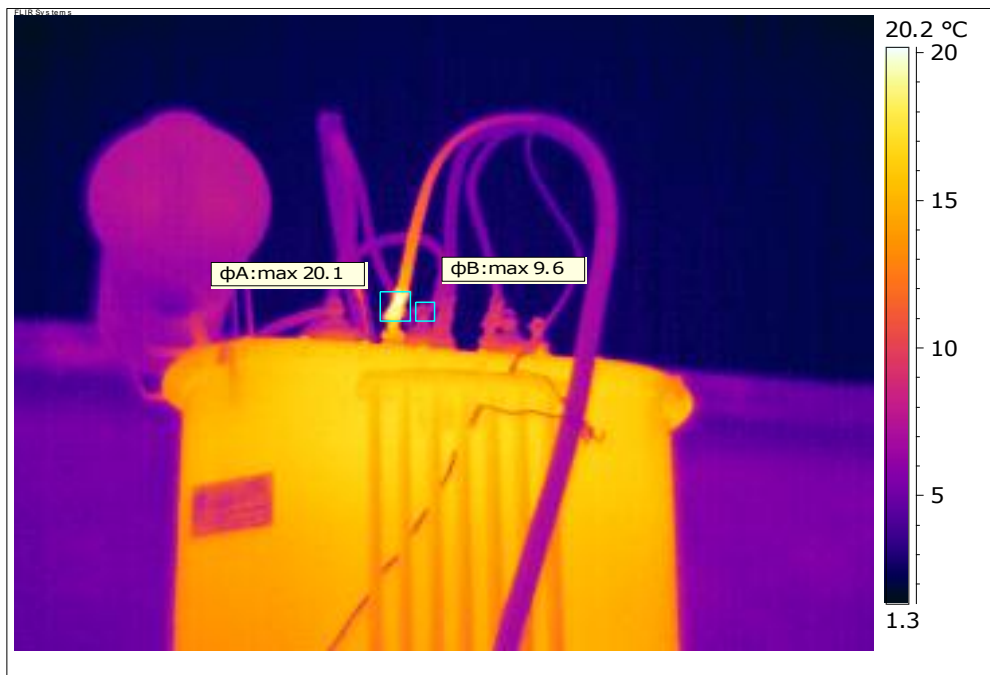


Рисунок 2.6 – Термограма дефектного з'єднання ТСН

2.3 Результат тепловізійного контролю силового устаткування ПС «Октябрьская» 110/6 кВ

При проведенні термографічного дослідження струмопровідних шин було визначено аварійний нагрів частин шунтувальних опорів розрядників РВС-110 трансформатора 1Т и 2Т. Термограма дефекти показаний на рис 2.7.

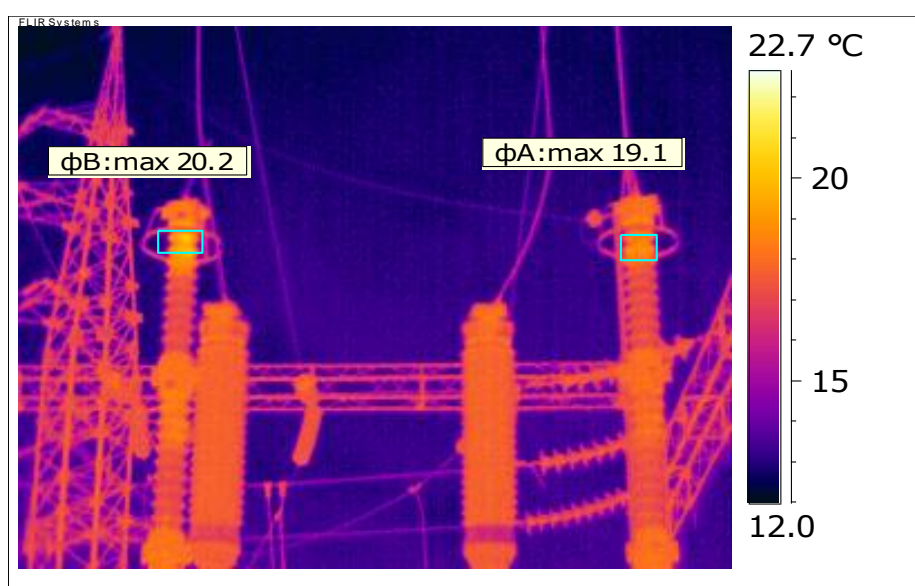


Рисунок 2.7 – Термограма дефектів розрядників

Як видно максимальна температура склала 20.2°C і 19.1°C .

Другий дефект був виявлений у місці з'єднання шини фази С на стороні НН трансформатора 1Т. Термограма дефектної поверхні представлена на рис. 2.8.

Звичайний вид шини має вигляд рис. 2.9.

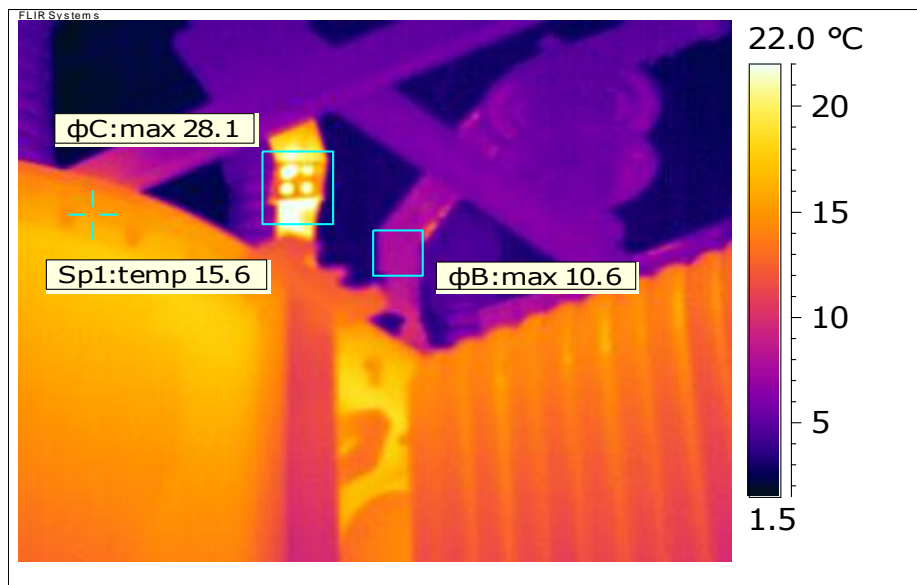


Рисунок 2.8 – Термограма дефектної поверхні на шині НН трансформатора 1Т

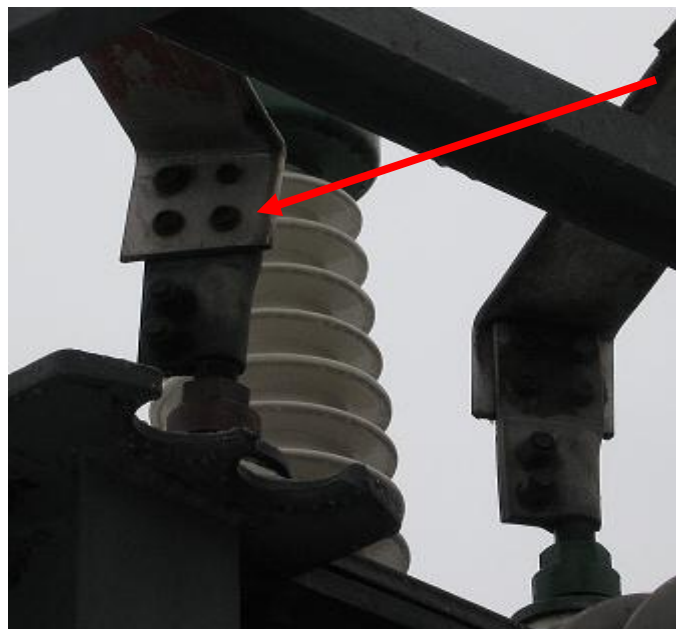


Рисунок 2.9 – Аварійна ділянка фази С

Як видно з термограми рис. 2.7 максимальна температура дефектного з'єднання склала 28.1°C , при температурі повітря 1.5°C .

Причиною такого дефекту може бути погане затягування болтів при монтажі, окислювання поверхні струмоведучої шини.

2.4 Результат тепловізійного контролю силового устаткування ПС «Вузлова» 110/6 кВ

При проведенні тепловізійного дослідження струмопровідних конструкцій підстанції було виявлено дефект контакту роз'єднувача в панелі №4 ВРП 110 кВ на фазі В. Термограма дефекту показана на рис. 2.9.

Причиною дефекту може бути через поганий контакт у місці з'єднання двох частин ножів, викликаного зношуванням ножів роз'єднувача, погане прилягання частин ножів друг до друга.

Зовнішній вигляд дефекту показаний на рис. 2.10.

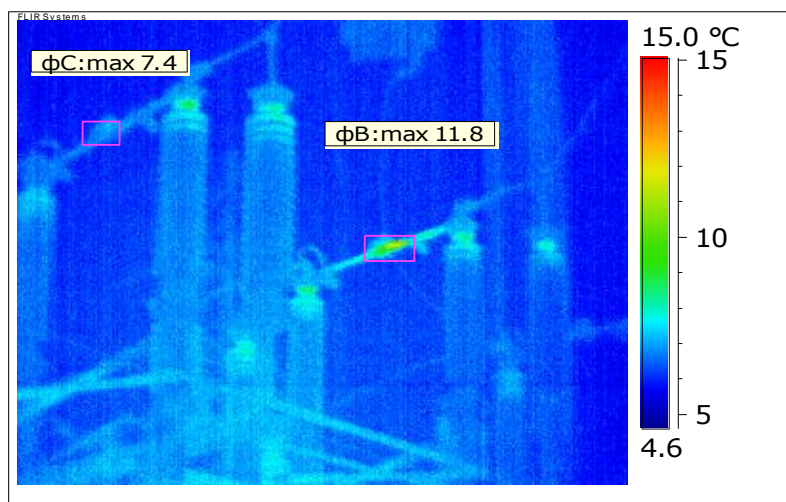


Рисунок 2.10 – Термограма дефекту контактів роз'єднувача

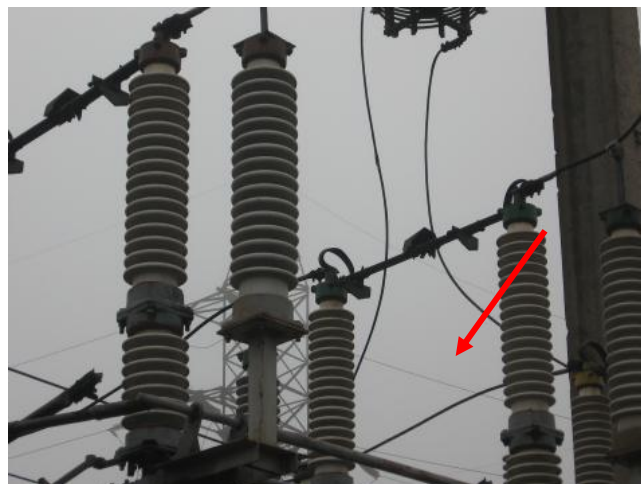


Рисунок 2.11 – Зовнішній вигляд дефекту

2.5. Аналіз розвитку можливих аварій через дефекти струмоведучих частин

Припустимо, що дефекти на повітряній лінії не були вчасно виявлені. Згодом могло б відбутися відгортання проводу. Прискорило б цей процес коротке замикання, або перекриття ізолятора. Тоді б при обриві фази А ланцюга 1 можливо однофазне замикання на землю, при якому спрацює струмовий захист на ПС «Суми» і відключить лінію. При цьому, споживачі, які отримують живлення від НН 2Т ПС «Кировская» будуть якийсь час отримувати живлення від трансформатора 1Т по стороні НН. Це аварійний режим, при перевантаженні трансформатора можливо погіршення якості електроенергії споживачів.

Другий дефект на ланцюзі 2, міг також привести до вищевказаних наслідків, але у випадку одночасного перекриття ізоляторів на двох ланцюгах, що може виникнути в результаті грозових перенапруг по обох лініях якийсь час, час спрацьовування релейного захисту, будуть протікати надструми, що в результаті може привести до одночасного відгортання проводів у двох ланцюгах. Це приведе до аварії, пов'язаної з відключенням ряду споживачів першої категорії, які живляться від ПС «Кировская» 110/6 кВ, «Жовтнева» 110/6 кВ.

Підстанція «Кировская» 110/6 кВ забезпечує ряд споживачів першої категорії надійності електропостачання, середня кількість споживання електроенергії становить 8.5, 9.3 МВт.р.

Підстанція «Жовтнева» 110/6 кВ забезпечує ряд споживачів, середнє споживання енергії становить 8.3 7.6 МВт.р.

Відповідно якщо вчасно не виявити дефект на ВЛ, те можливе відключення живлення підстанцій, що приведе до недовідпустки електроенергії споживачам, які живляться від них. Недовідпустка становитиме 33.7 МВт.р.

Нагрівання контактного з'єднання трансформатора 2Т на ПС «Кировская» 110/6 кВ може привести до перегріву масла апаратного уведення, як результат може відбутися його запалення й вибух порцелянової ізоляції, вихід з ладу

убудованого трансформатора струму. Це спричинить якийсь матеріальний збиток.

Відгорання проводу фази А ТСН 2Т могло б привести до неправильної роботи додаткового устаткування підстанції:

- обдування трансформаторів;
- регулювання напруги трансформаторів;
- робоче освітлення й аварійна вентиляція;
- блоки живлення панелей;
- блок живлення й аварійне освітлення ЗРУ-6 кВ;
- освітлення камер ЗРУ-6 кВ;
- живлення стабілізації напруги;
- обігрів приводів ВРП-110 кВ;
- живлення трансформатора 220/12 У;
- обігрів ЗРУ-6 кВ;
- живлення модемів;
- освітлення й обігрів РП-6 кВ;
- живлення приводів вимикача 110 кВ;
- обігрів ящиків і приводів вимикачів;
- зовнішнє освітлення;

Неправильна робота ланцюгів релейного захисту веде до несвоєчасного відключення аварійних ланцюгів, що може привести до псування дорогого устаткування, наприклад силового трансформатора.

Відсутність у холодний час підігріву панелі з лічильником електроенергії, призводить до неточної його роботи. Що несе за собою недооблік відпущеної енергії.

Живлення ПС «Жовтнева» 110/6 кВ подається по дволанцюговій лінії. При влученні блискавки в опору або в провід одного з ланцюгів, у результаті перекриття ізоляції можливе виникнення перенапруги в обох лініях. Аварійні дефекти, виявлені у вентильних розрядниках, могли б вивести з ладу відразу два силових трансформатори.

Нагрів контактного з'єднання шини 6 кВ, трансформатора 1Т приводить до того, що певна кількість електричної енергії витрачається на нагрів контактів.

Виявлений дефект контакту роз'єднувача фази В, панелі № 4, ВРП 110 кВ міг привести до поганого контакту, що привело б до короткочасного провалу контакту й зменшенню якості електроенергії, і могло б послужити причиною аварійних відключень лінії.

Перегрів порцелянового корпусу трансформатора струму ПС «Ромни» 110/35/10 кВ при несвоєчасному виявленні дефекту в остаточному підсумку могло привести до вибуху корпусу трансформатора. Збитки при цьому склали більшу суму, у яку включається вартість устаткування, витрати на установку, збитки недовідпустки електроенергії.

Перегорання фази С КРУН - 10 кВ могло б привести до відключення на якийсь час споживачів міста. Прискорив процес погіршення дефекту, можливі короткі замикання на що відходить ВЛ.

2.6 Розрахунок втрат по допустимому нагріву струмопровідних поверхонь

2.6.1 Теоретичний підхід до розрахунку втрат по нагріву струмопровідної поверхні

Відомі закони, що визначають теплову рівновагу між провідником, по якому протікає струм, і параметрами навколишнього середовища [5]. Тепло від нагрітого провідника може передаватися в навколишнє середовище трьома способами: а) випромінюванням; б) теплопровідністю; в) конвекцією - перенесенням тепла складом навколишнього середовища.

Рівняння теплового балансу для сталого теплового режиму має такий вигляд:

$$I^2 R_{20} (1 + \alpha(t_{np}^0 - 20)) = \pi d_{np} (\beta_k + \beta_l)(t_{np}^0 - t_{o.c}^0), \quad (2.1)$$

де I – струм у лінії, А;

R_{20} – опір струмоведучої частини електроустановки при 20°C, Ом/м;

α – температурний коефіцієнт опору, 1/°C;

t_{np}^0 – температура струмоведучої шини, або проводу;

$t_{o.c}^0$ – температура навколишнього середовища, °C;

$\beta_{\kappa}, \beta_{\lambda}$ – коефіцієнт тепловіддачі проводу при конвективному і променистому теплообміні, Вт/(м °C);

d_{np} – діаметр проводу або шини;

Для струмопровідних шин прямокутного перетину формула має вигляд:

$$I^2 R_{20} (1 + \alpha(t_{np}^0 - 20)) = (2A + 2B)(\beta_{\kappa} + \beta_{\lambda})(t_{np}^0 - t_{o.c}^0), \quad (2.2)$$

де A, B – розміри сторін струмопровідної шини, м;

Коефіцієнти теплопередачі визначаються по формулі Стефана-Больцмана:

$$\beta_{\lambda} = \frac{5.6q}{t_{np}^0 - t_{o.c}^0} \left[\left(\frac{273 + t_{np}^0}{100} \right)^4 - \left(\frac{273 + t_{o.c}^0}{100} \right)^4 \right], \quad (2.3)$$

де q – постійна випромінювання;

t_{np}^0 – температура струмоведучої шини, або проводу;

$t_{o.c}^0$ – температура навколишнього середовища, °C;

Постійна випромінювання q залежить від матеріалу й стану поверхні проводу. По даним [5, 6] вона може змінюватися від 0.11 - для чистого алюмінію, до 0.8 - для окисленого й забрудненого.

При малих швидкостях вітру ($Re < 1000$ або $v < 5$ м/с) кручена структура проводу практично не впливає на тепловіддачу і його можна розглядати як

гладкий циліндр у повітряному потоці, при цьому коефіцієнт тепловіддачі конвекцією приблизно розраховується по виразу:

$$\beta_K = 3.5K_\psi \sqrt{\frac{v}{d_{np}}}, \quad (2.4)$$

де K_ψ – коефіцієнт залежності тепловіддачі при конвекційному теплообміні;

v – швидкість вітру, м/с;

d_{np} – діаметр проводу, м.

Коефіцієнт тепловіддачі конвекцією β_K є найбільш невизначеним параметром рівняння (2.1), проте, що істотно впливає на значення припустимого навантаження. Але головним фактором, що впливає, у тепловіддачі конвекцією в мережах 110 - 10 кВ, є температура проводу, тому що середньорічна швидкість вітру по Україні не перевищує 4 м/с, тобто швидкість вітру практично не впливає на охолодження проводу.

Так в [5] показано, що для проводів малих перетинів вплив швидкості вітру й вологості не настільки істотні, як вплив температури навколишнього середовища на величину втрат електричної енергії, облік якої дає можливість точніше розраховувати технічні втрати в РС. Так облік температури проводу дозволяє уточнити середньорічні втрати до 8%, а вплив швидкості вітру всього до 0,4 %, що лежить у межах погрішності приладів обліку.

Тому що тепловіддача випромінюванням і теплопровідністю незначні, а швидкістю вітру у зв'язку зі складною топологією мережі й неможливістю визначити її в реальному часі можна зневажити, то рівняння теплового балансу в загальному виді можна представити, як:

$$I^2 R = cS(t_2^0 - t_1^0), \quad (2.5)$$

де I – струм котрий протікає по лінії, А;

R – опір проводу, Ом.

c – коефіцієнт тепловіддачі, дорівнює кількості тепла, що відводить в 1 із із 1м^2 , $\text{Вт}/\text{м}^2\text{°С}$;

S – площа струмопровідної поверхні, см^2 ;

t_1^0 – температура навколишнього середовища, °С ;

t_2^0 – температура проводу, °С .

Ліва частина рівняння являє собою кількість тепла, що виділилося, у щосекунди часу, а права – кількість тепла, що переходить у навколишнє середовище.

Використовуючи рівняння (2.5) можна вирішити два завдання:

- По даним перехідного опору проводу, отриманого в результаті виміру опору по постійному струмі, розрахувати температуру нагріву струмопровідної поверхні;
- За даними температури струмопровідної поверхні, отриманої при тепловізійній діагностиці за допомогою тепловізора, розрахувати втрати енергії, які витрачаються на нагрів поверхні.

Виходячи з отриманих даних температури нагріву дефектних струмопровідних поверхонь, можна розрахувати активні втрати енергії, які витрачаються на нагрів поверхні, тоді рівняння (2.5) матиме вигляд:

$$\Delta P = cS(t_2^0 - t_1^0), \quad (2.6)$$

де ΔP – активні втрати енергії, що витрачають на нагрів дефектних струмопровідних поверхонь.

Виходячи з того, що поверхня нагрівається нерівномірно, в інтервалі температур від (t_1^0 до t_2^0), вираз (2.6) можна представити як інтеграл:

$$\Delta P = cS \int_{t_1^0}^{t_2^0} (t_2^0 - t_1^0) dt, \quad (2.7)$$

Таким чином, застосовуючи дану методику, можна розрахувати активні втрати, що витрачаються, на нагрів аварійної поверхні діючих електроустановок РУ.

2.6.2 Практичний підхід до розрахунку втрат по нагріву струмопровідної поверхні

Виходячи з вищевказаної методики розрахунку розрахуємо втрати, які витрачаються на нагрів дефектних поверхонь на ПС «Жовтнева» 110/6 кв:

По термограмі мал. 2.8 визначаємо максимальну температуру нагрітої поверхні струмопровідної шини на стороні НН трансформатора 1Т, фази С. Як видно вона становить 28.1 °С, при температурі повітря 1.5 °С.

Шини РЕПЕТУЮ 6 кВ, які відходять від трансформатора 1Т, виготовлені з алюмінію. Тоді площа нагрітої поверхні буде дорівнює:

$$S = 12 \cdot 15 \cdot 2 + 2 \cdot 15 \cdot 2 + 12 \cdot 2 + 10 \cdot 12 \cdot 2 + 2 \cdot 12 \cdot 2 + 10 \cdot 2 = 752, \text{ см}^2$$

Згідно довідковим даним [8] для алюмінію вибираємо значення коефіцієнта тепловіддачі $c = 7 \times 10^{-4}$, Вт/м²°С.

2. Розраховуємо площу нагрітої поверхні по формулі 2.7:

$$\Delta P = cS \int_{t_1^0}^{t_2^0} (t_2^0 - t_1^0) dt = 7 \cdot 10^{-4} 752 \int_{1.5}^{28.1} (28.1 - 1.5) = 372.4, \text{ Вт}$$

Для перевірки правильності реалізуємо розрахунок за допомогою програмного пакета Mathcad:

1. Исходные данные:

$$t_1 = 1.5 \quad t_2 = 28.1 \quad c = 7 \cdot 10^{-4}$$

2. Рассчитываем площадь нагретой поверхности:

$$a_1 = 12 \quad b_1 = 15 \quad h_1 = 2 \quad a_2 = 10 \quad b_2 = 12 \quad h_2 = 2$$

$$S = a_1 \cdot b_1 \cdot 2 + h_1 \cdot b_1 \cdot 2 + a_1 \cdot h_1 + a_2 \cdot b_2 \cdot 2 + h_2 \cdot b_2 \cdot 2 + a_2 \cdot h_2$$

$$S = 752$$

3. Рассчитываем потери мощности на нагрев токоведущих частей.

$$c \cdot S \cdot \int_{t_1}^{t_2} (t_2 - t_1) dx \rightarrow 372.459584$$

$$\Delta P = 372.46$$

Як бачимо результати ручного й програмного розрахунку відрізняються не істотно, не більш ніж на 5%, що говорить про можливість використання програми для розрахунку, з метою оптимізації розв'язуваного завдання.

Таким чином, за допомогою значень температури, отриманих тепловізором, можуть бути визначені втрати активної енергії на нагрів дефектного місця з'єднання ошиновки НН трансформатора 1Т ПС «Жовтнева» 110/6 кв, і вони склали 372.4 Вт.

ВИСНОВОК

Технічне діагностування електроустаткування й контактних з'єднань електроустановок і повітряних ліній електропередачі засобами інфрачервоної техніки є одним з найбільш ефективних напрямків системи технічної діагностики.

Незважаючи на те, що ТД ИКТ властивий ряд факторів, що ускладнюють виконання діагностики (вплив погодних умов, необхідність створення відповідного режиму електромережі, значна вартість діагностичного устаткування), у порівнянні із традиційними методами, цей метод діагностики електроустаткування має ряд переваг:

- діагностику проводять на діючому устаткуванні, вона не вимагає його відключення, при цьому не порушується ні режим роботи об'єкта діагностування, ні його технічний стан, ні енергопостачання споживачів;
- немає необхідності виконувати оперативні перемикання й підготовку робочого місця;
- при проведенні діагностики забезпечується безпека персоналу, оскільки при цьому буде використано дистанційний безконтактний метод;
- при проведенні діагностики забезпечується висока продуктивність праці, т. як задіяно два працівники.
- забезпечується необхідна точність і вірогідність результатів, використання тепловізора дозволяє бачити теплову картину цілком, що виключає пропуск дефектів;
- дефекти устаткування можна виявляти на ранній стадії їхнього розвитку, що дозволяє планувати ремонти для своєчасного усунення цих дефектів, переходити від системи люб'язних-планово-попереджувальних ремонтів устаткування до ремонтів по його технічному стані, а також обґрунтовано планувати й ефективно використати робочу силу й фонд запасних частин;
- У ряді випадків ТД ИКТ є єдиним способом для виявлення дефектів електроустаткування, контактних з'єднань і контактів без жорстокості об'єкта діагностики. Як приклад, виявлення дефектів на проводах повітряної лінії.

Більш раціонально при тепловізійній діагностиці ставити два завдання: одержання даних з метою розрахунку втрат, проведення діагностики з метою й виявлення дефектів поверхні струмопровідних шин і ізоляційних конструкцій апаратів силового устаткування РП.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. *Сви П.М.* Методы и средства диагностики оборудования высокого напряжения. // М.: Энергоатомиздат. – 1992.
2. *Михев Г.М.* Тепловизионный контроль высоковольтного электрооборудования// Учеб. пособие, Чебоксары/ Изд-во Чуваш. ун-та, 2004.
3. *Бажанов С.А.* Инфракрасная диагностика электрооборудования распределительных устройств /М.: НТФ "Энергопрогресс"/ 2000.
4. СОУ-Н ЕЕ 20.577:2007 Техническое диагностирование электрооборудования и контактных соединений электроустановок средствами инфрокрасной техники //Киев НЭК «Укрэнерго» 2007.
5. *Бургсдорф В.В.* Определение допустимых токов нагрузки воздушных линий электропередачи по току их проводов / В.В. Бургсдорф, Л.Г. Никитина // Электричество. – 1989. – №11. – С. 7–14.
6. *Зарудский Г.К.* Расчет температуры проводов воздушных линий электропередачи СВН на основе метода критериального планирования эксперимента / Г.К. Зарудский, Л.Э. Зиннер, С.Ю. Сыромятников / Вестник МЭИ. – 1997. – №12. – С. 17–23.
7. Электротехнический справочник: В 3 т. Т. 1. Общие вопросы. Электротехнические материалы. / Под общ. ред. профессоров МЭИ *В.Г. Герасимова и др.* – 7-е изд. – М.: Энергоатомиздат, 1985. – 488с.
8. Правила устройства электроустановок. – Х.: Изд-во «Форт», 2009.
9. Правила технической эксплуатации электрических станций и сетей. – М., 1989. – 288с
10. *Базуткин В.В., Ларионов В.П., Пинталь Ю.С.* Техника высоких напряжений: Изоляция и перенапряжения в электрических системах: Учебник для вузов / Под общ. ред. В.П. Ларионова. – М.: Энергоатомиздат, 1986. – 464с.

ДОДАТОК 1

Технічна характеристика тепловізора FLIR P25

<p>ПАРАМЕТРИ ВІЗУАЛІЗАЦІЇ <u>Теплове зображення:</u> Поле зору/мінімальне фокусне відстань Просторовий дозвіл (IFOV) Температурна чутливість Частота кадрів зображення Фокусування Функція електронного збільшення Тип детектора</p> <p>Спектральний діапазон <u>Відеозображення:</u> Відеозображення від убудованої цифрової відеокамери</p>	<p>24°x1870,3 м 1,3 мрад 0,08°C при 30°C 50/60 Гц Автоматична або ручна В 2,4 разів, з інтерполяцією Плоска фокальна матриця (FPA), 320 x 240 пікселів</p> <p>Від 7,5 до 13 мкм</p> <p>640 x 480 пікселів, з повним набором квітів</p>
<p>ПОДАННЯ ЗОБРАЖЕННЯ Відеовихід</p> <p>Видошукач</p>	<p>Композитний сигнал стандарту RSI 70 EIA/NTSC або CCIR/PAL</p> <p>Убудований, кольоровий, рідкокристалічний (TFT) екран</p>
<p>ВИМІР</p> <p>Інтервал температур</p> <p>Точність</p> <p>Режим виміру</p> <p>Коректування на коефіцієнт пропускання атмосфери</p> <p>Коректування на коефіцієнт пропускання оптичної системи</p> <p>Коректування на коефіцієнт випромінювальної здатності</p> <p>Коректування на відбиту температуру навколишнього повітря</p> <p>Коректування на зовнішню оптику/захисне вікно</p>	<p>Від -40°C to +120°C діапазон 1 Від 0°C до +500°C діапазон 2 До +1500°C (2732°F) або до +2000°C</p> <p>±2°C, ±2% від показання</p> <p>Крапка в центрі видимого зображення</p> <p>Автоматична, ґрунтується на вводи значень температури атмосфери;</p> <p>Автоматична, ґрунтується на сигналах від убудованих датчиків</p> <p>Зміна коефіцієнта в межах від 0,1 до 1,0 або вибирається з роздруківок для певних матеріалів</p> <p>Автоматична, ґрунтується на введенні відбитої температури</p> <p>Автоматична, ґрунтується на введенні коефіцієнтів пропускання оптики/вікна й температури</p>
<p>ЗБЕРЕЖЕННЯ ЗОБРАЖЕННЯ</p> <p>Тип</p> <p>Формати файлів -теплові</p>	<p>Знімна PCMCIA FLASH-карта (ємність 128 Мбайт) Стандарт JPEG, включаються 14-бітові дані вимірів</p>

