

ЕЛЕКТРИФІКАЦІЯ ТА АВТОМАТИЗАЦІЯ ГІРНИЧИХ РОБІТ

УДК 621.314.222.600

С. П. Денисюк, д. т. н. (НТУУ «КПІ»), М. Ф. Сопель, к.т.н., Ю. В. Пилипенко, к. т. н. (Інститут електродинаміки НАН України), І. В. Притискач, асп. (НТУУ «КПІ»)

РОЗРОБКА СИСТЕМИ ОНЛАЙН МОНІТОРИНГУ СТАНУ СИЛОВИХ ТРАНСФОРМАТОРІВ

S. Denysiuk, dr. in eng. sc. (NTUU «KPI»), M. Sopel, PhD in eng. sc., Y. Pylypenko, PhD in eng. sc. (Institute of Electrodynamics of NAS of Ukraine), I. Prytyskach, PhD student (NTUU «KPI»)

DEVELOPMENT OF ONLINE POWER TRANSFORMERS CONDITION MONITORING SYSTEM

Наведено концепцію побудови системи онлайн моніторингу, яка передбачає оцінку стану силових трансформаторів. Запропоновано представляти архітектуру системи у вигляді чотирьох рівнів, що виконують окремі функції. Представлена інформація щодо моделей фізичних характеристик трансформатора, які використовуються для оцінки його стану.

Ключові слова: моніторинг, силовий трансформатор, оцінка стану, електропостачальна система, теплова модель.

Приведена концепция построения системы онлайн мониторинга, которая предусматривает оценку состояния силовых трансформаторов. Предложено представлять архитектуру системы в виде четырех уровней, выполняющих отдельные функции. Представлена информация по моделям физических характеристик трансформатора, которые используются для оценки его состояния.

Ключевые слова: мониторинг, силовой трансформатор, оценка состояния, система электроснабжения, тепловая модель.

Presented the concept of online monitoring system construction, which involves power transformers state assessment. Proposed to present the architecture of the system in the form of four levels performing certain functions. The information is given on the transformer physical characteristics models used to assess its condition.

Keywords: monitoring, power transformer, state assessment, electricity supply system, the thermal model.

Вступ. Безперервний і якісний моніторинг в мережах передачі і розподілу електричної енергії є ключовим фактором успіху застосування концепції інтелектуальних енергетичних мереж (Smart Grid). Побудова таких електричних мереж вимагає використання електрообладнання яке має здатність виконувати функції власного моніторингу з подальшою передачею інформації в

різноманітні системи керування та прийняття рішень [1]. Крім негайного, в режимі on-line, забезпечення інформацією автоматичного керування, сучасні системи моніторингу можуть включати проведення ретроспективного, поточного та перспективного аналізу ситуацій та оцінку стану об'єктів моніторингу [2].

Оскільки потужні силові трансформатори є найбільш дорогими і стратегічно важливими компонентами будь-якої електропостачальної системи, ефективний моніторинг їх стану має вирішальне значення. Ця ситуація особливо актуальна для України, оскільки в найближчі роки як з економічних, так і з технічних причин не очікується суттєвого оновлення парку силових трансформаторів, які відпрацювали свій термін служби.

Вимоги до системи моніторингу стану силових трансформаторів. Система безперервного моніторингу трансформатора повинна бути розрахована на роботу з високою надійністю протягом всієї тривалості служби трансформатора, що дорівнює 30 рокам і більше. Наявність такої системи не повинна знижувати надійності роботи основного обладнання.

Повинно забезпечуватися розумне співвідношення між вартістю монтажу та експлуатації і користю від системи контролю. Система повинна бути зручною для використання, давати достатню інформацію про залишковий строк служби трансформатора, що дозволить перейти до системи профілактики за станом і допомогти запобігати непланових виходів з роботи.

Крім безпосередньо вимірюваних даних, в систему повинна бути можливість введення відомостей про попередні умови експлуатації. Дані безперервного контролю є оперативною базою для постановки діагнозу, але облік попередніх режимів роботи і раніше виміряних величин дозволяє повніше оцінити загальний стан трансформатора і прогнозувати процес погіршення цього стану.

Додатковими вимоги до системи безперервного контролю можуть бути [3]:

- можливість розширення системи на контроль всього обладнання підстанції, її комбінацій з іншими системами (наприклад, релейного захистом);
- алгоритм діагностики в системі повинен легко розширюватися та модифікуватися, враховуючи швидкий прогрес у розробках датчиків і математичного забезпечення, та можливі зміни на підстанції;
- система повинна мати можливість встановлення як на нове обладнання, так і на вже працююче.

Архітектура системи. Основними двома задачами поставленими перед системою буде, по-перше, оцінка поточного стану в реальному часі за всіма доступними індикаторами, та, по-друге, прогнозування зміни параметрів з виявленням можливих майбутніх погіршень стану трансформатора та оцінкою часу роботи до виходу з ладу. Ці дві задачі будуть вирішуватися автономно одна від одної з використанням різного математичного апарату.

Архітектору системи оцінки поточного стану зручно представити в ієрархічному вигляді з використанням чотирьох рівнів. Кожен рівень буде представлений відповідними модулями, які відповідають за ту чи іншу функцію.

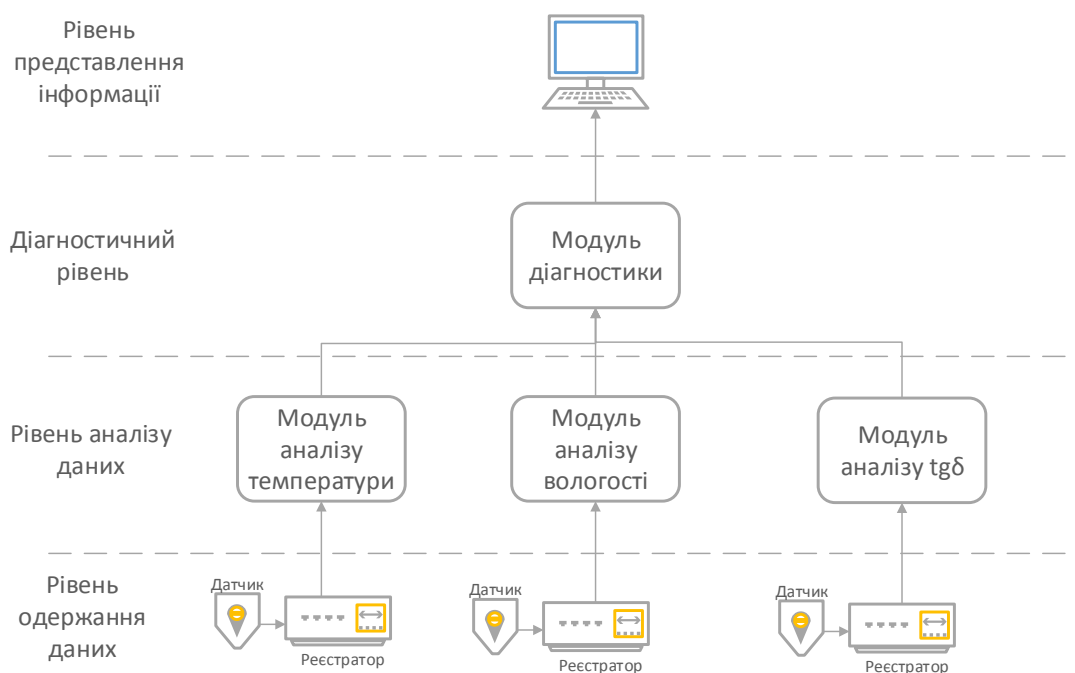


Рис.1. Архітектура моніторингу стану трансформатора

Нижнім рівнем є рівень одержання даних від датчиків та систем моніторингу показників. Цей рівень включає апаратні засоби вимірювання конкретних фізичних величин, та сильно залежить від специфіки трансформаторів, які підлягають моніторингу. Також на цьому рівні відбувається вся необхідна попередня обробка інформації. Перелік одержуваних показників повинен охоплювати параметри, зміна яких сигналізує про розвиток найбільш можливого числа дефектів. Сукупність встановлюваних датчиків і систем моніторингу визначається економічною доцільністю відповідно напрузі і потужності трансформаторів.

Наступний рівень – це рівень аналізу даних, що виконує функцію перетворення даних в інформацію зручну для подальшої оцінки стану за індикаторами. Модулі цього рівня повинні включати моделі основних параметрів силового трансформатора, які впливають на його стан. Алгоритми роботи передбачають постійне порівняння виміряних значень показників з одержаними за допомогою їх моделей. Вхідними параметрами для моделей є дані про навколишнє середовище, дані про навантаження та характеристики трансформатора.



Рис. 2. Структура модуля аналізу параметрів трансформатора

Третій рівень відповідає за діагностику стану трансформатора. На цьому рівні відбувається інтеграція всіх індикаторів стану трансформатора, які надходять від модулів аналізу параметрів. В результаті одержуємо оцінку стану трансформатора. Модуль діагностики повинен включати інформацію, яка характеризує ступінь впливу кожної з характеристик на загальну оцінку стану. Ця інформація повинна задаватися експертами або одержуватися статистичною обробкою великого об'єму даних з діючих установок.

Останній рівень є рівнем представлення інформації. Він відповідає за відображення для обслуговуючого інженерного персоналу, результатів отриманих на діагностичному рівні. Також модуль представлення інформації може надавати рекомендації, щодо певних заходів та керуючих впливів, отримані на основі оцінки стану трансформатора.

Розглянемо моделі основних параметрів силового трансформатора, які пропонується використовувати на рівні аналізу даних моніторингу показників.

Модель вологості масла. Для використання в системі моніторингу стану трансформатора пропонується використовувати модель вологовмісту описану в [4]. Стаціонарна модель оцінює вміст води в маслі, після закінчення перехідного процесу поглинання або десорбції води з паперу при даній температурі. На вхід моделі подається вміст вологи в папері і температура. Вміст вологи в папері може бути визначений за вмістом вологи в маслі, вимірюваному в ті періоди, коли процес обміну вологи досяг свого стаціонарного

стану. Модель вважає паперову ізоляцію як «нескінченне джерело вологи». Це означає, що процеси поглинання і десорбції суттєво не змінюють вміст вологи в папері. Проте за певних температур, що спричиняють значне старіння ізоляції, значно зростає видалення вологи з паперу. В такому випадку вміст вологи в папері не може вважатися постійним і потрібно включати в модель додатковий поправочний коефіцієнт.

Насичення вологою по відношенню до масла залежить не тільки від вмісту води, але і від температури. Обмін вологою між папером і маслом відбувається по всій поверхні обмотки. Через це, стаціонарна модель використовує середню температуру обмотки для отримання концентрації вологи в маслі. Середня температура масла в обмотках θ_{lm} може визначатися за температурами верхніх θ_o і нижніх θ_b шарів масла за формулою:

$$\theta_{lm} = \frac{\theta_o + \theta_b}{2}. \quad (1)$$

Через досить повільний процес обміну вологи між маслом і папером, а також постійну зміну температури масла через варіації навантаження та добове коливання температури навколишнього середовища, необхідно враховувати перехідний процес зміни вологості масла. Форма рівнянь цього процесу, як показано в [4] буде залежати від типу циркуляції масла (примусова чи природня). Для використання наведеної моделі в системі моніторингу, диференціальні рівняння повинні бути представлені в дискретній формі:

- маслонасос ввімкнений

$$M_m(t) = k_{1hf} M_m(t-1) + k_{2hf} M_m(t-2) + k_{3hf} M_{oil-ss}(t) + k_{4hf} M_{oil-ss}(t-1); \quad (2)$$

- природне охолодження

$$M_m(t) = k_{1hm} M_m(t-1) + k_{2hm} M_m(t-2) + k_{3hm} M_m(t-3) + k_{4hm} M_{oil-ss}(t) + k_{5hm} M_{oil-ss}(t-1). \quad (3)$$

У цих рівняннях $M_m(t)$ – вміст вологи в маслі в певний момент часу, $M_{oil-ss}(t)$ – рівноважний вміст вологи в маслі за стаціонарного стану, знайдений за відповідними кривими, $k_{i,hf}$ та $k_{j,hf}$ – коефіцієнти, що характеризують конкретний трансформатор та відповідають за точне налаштування моделі.

Для налаштування моделі першим кроком необхідно знайти вміст вологи в паперовій ізоляції за стаціонарного стану. Це значення визначається з використанням стаціонарної моделі вологовмісту за вимірними вмістом вологи в маслі та температурі для певного нормального стаціонарного режиму роботи. Також точніше вміст вологи в паперовій ізоляції можна знайти за допомогою лабораторних аналізів під час планового ремонту трансформатора. Коефіцієнти $k_{i,hf}$ та $k_{j,hf}$ визначаються за допомогою використання методу найменших квадратів на деякому наборі вимірних вхідних та вихідних даних за нормальної роботи трансформатора. Таку процедуру попереднього налаштування параметрів моделі необхідно проводити після кожного ремонту та іншого серйозного втручання в стан елементів трансформатора

Отже, використовуючи вищенаведені рівняння, можна отримати теоретичне значення вологовмісту масла. Для кожного інтервалу дискретизації знаючи вимірний показник визначається відносна величина відмінності від теоретичного значення, що і буде індикатором моніторингу для моделі аналізу вологи:

$$v_M = \frac{M_{m.t}(t) - M_{m.p}(t)}{M_{m.t}(t)}, \text{ де:} \quad (4)$$

$M_{m.t}(t)$ – теоретичне значення вологовмісту масла знайдене за рівнянням (2) або (3) відповідно до режиму роботи системи охолодження, $M_{m.p}(t)$ – практичне значення вологовмісту виміряне відповідним датчиком.

Модель температури. Як термічна модель для використання в системі моніторингу силового трансформатора можуть бути запропоновані як моделі описані в стандартах ІЕС [5] та ІЕЕЕ [6], так і більш точні моделі описані в сучасних працях [7,8].

В стандарті ІЕС 60076-7 [5] розрахункові формули для визначення температури ННТ в усталеному тепловому режимі за навантаження K подані для різних видів охолодження.

Вид охолодження *ONAN*, *ON*:

$$\theta_o(t) = \theta_a(t) + \Delta\theta_{or} \left(\frac{1 + RK(t)^2}{1 + R} \right)^X. \quad (5)$$

Для виду охолодження *OF* метод розрахунку заснований на температурі масла в нижній і середній частинах обмотки і середній температурі масла:

$$\theta_o(t) = \theta_a(t) + \Delta\theta_{br} \left(\frac{1 + RK(t)^2}{1 + R} \right)^X + 2[\Delta\theta_{imr} - \Delta\theta_{br}]K(t)^Y. \quad (6)$$

У цих формулах $\theta_a(t)$ – температура охолоджуючого середовища, X – показник степеню масла, R – відношення втрат, $\Delta\theta_{br}$ – перевищення температури масла в нижній частині обмотки, $\Delta\theta_{ir}$ – перевищення температури масла на виході з обмотки.

Для виду охолодження *OD* метод розрахунку, в основному, такий же, як і для виду охолодження *OF*, за винятком того, що до значення температури найбільш нагрітої точки обмотки $\theta_h(t)$ додається поправка на зміну омичного опору обмоток від температури (за $K > 1$).

Індикатор моніторингу для моделі аналізу температури масла в цьому випадку буде визначатися:

$$v_\theta = \frac{\theta_{o.t}(t) - \theta_{o.p}(t)}{\theta_{o.t}(t)}, \text{ де:} \quad (9)$$

$\theta_{o.t}(t)$ – теоретичне значення температури масла знайдене за рівнянням (5) або (6), $\theta_{o.p}(t)$ – практичне значення температури виміряне відповідним датчиком.

Крім аналізу температури масла, термічну модель трансформатора потрібно використати для визначення розрахункової температури найбільш нагрітої точки обмотки θ_n . Саме температура найбільш нагрітої точки обмотки служить індикатором недопустимого перегріву, що може призвести розвитку критичних дефектів в трансформаторі. Безпосередньо використовувати цей показник для оцінки стану недоцільно, оскільки він тільки сигналізує про режим роботи трансформатора, а не його стан. Проте розрахунок температури найбільш нагрітої точки обмотки важливий в системі моніторингу для можливості надання інформації обслуговуючому персоналу або в системі захисту про недопустиме перевантаження трансформатора і необхідність повного або часткового відключення споживачів.

Модель тангенса кута діелектричних втрат. Величина тангенса кута діелектричних втрат $\text{tg}\delta$ дає усереднену об'ємну характеристику стану діелектрика. Оскільки $\text{tg}\delta$ збільшується з підвищенням температури, то для оцінки ступеня погіршення ізоляції обмоток рекомендується виміряти значення приводити до температури вимірювання показників ізоляції на заводі. Наприклад, якщо $\text{tg}\delta$ ізоляції обмоток вимірювався при температурі t_ϕ , відмінною від температури t_0 , записаної в паспорті трансформатора, то приведений до заводської температури $\text{tg}\delta_{\text{пр}}$ ізоляції обмоток визначається після ділення виміряного $\text{tg}\delta_\phi$ на коефіцієнт K_1 (табл. 1). Температура вимірювання визначається за показами датчика температури верхніх шарів масла.

Таблиця 1 – Значення коефіцієнта K_1 для перерахунку значень $\text{tg}\delta$

Різниця температур $t_\phi - t_0$, С	1	2	3	4	5	10	15	20	25	30
Значення K_1	1,03	1,06	1,09	1,12	1,15	1,31	1,51	1,75	2,0	2,3

Враховуючи, що при підвищенні температури на 10 °С значення $\text{tg}\delta$ збільшується в середньому в 1,26 рази, можна також визначити приведені значення за формулою:

$$\text{tg}\delta_{\text{пр}} = \frac{\text{tg}\delta_\phi}{1,26^{\frac{t_\phi - t_0}{10}}} \quad (10)$$

Отримане значення (10) потрібно порівнювати з нормальним значенням тангенса кута діелектричних втрат для даного трансформатора, за яке можна прийняти величину виміряну під час заводських випробувань і вказану в паспорті. За індикатор моніторингу для моделі аналізу тангенса кута діелектричних втрат в цьому випадку пропонується прийняти наступну величину:

$$v_{\text{tg}\delta} = \frac{\text{tg}\delta_n - \text{tg}\delta_{\text{пр}}}{\text{tg}\delta_n}, \text{ де:} \quad (11)$$

$\text{tg}\delta_n$ – нормальне значення тангенса кута діелектричних втрат для даного трансформатора, $\text{tg}\delta_{\text{пр}}$ – виміряне відповідним датчиком значення $\text{tg}\delta$

приведене до номінальної температури (температури за якої отримане нормальне значення).

Підсистема оцінки стану трансформатора. Задачею підсистеми оцінки стану трансформатора є отримання певної сукупності Ω неперервних S_i та дискретних D_i показників, які передаються на рівень представлення інформації і дають можливість обслуговуючому персоналу та автоматизованим системам прийняти рішення про необхідність застосування певних дій та керуючих впливів.

Критеріями оцінки стану трансформатора можуть бути порогові значення вимірних величин, відмінність їх від прогнозу відповідної моделі, відношення величин. Оцінку поточного стану трансформатора пропонується виконувати на основі визначення «індексу стану», що є певною неперервною величиною, і який буде залежати від всіх індикаторів доступних для даного трансформатора. На основі отриманих значень цього індексу можна виконувати класифікацію трансформатора за станом. Відповідно до отриманого класу можуть бути зроблені висновки про необхідну частоту виконання профілактичного обслуговування чи про необхідність заміни трансформатора.

Отримані дані індикатори моніторингу в загальному випадку можна вважати випадковими величинами. Серед значень цих величин можуть бути присутні певні недетерміновані «викиди» спричинені тимчасовими короткочасними неполадками в роботі датчиків, ліній передачі інформації або інших підсистем. Тому для підвищення надійності і стабільності результатів роботи системи моніторингу пропонується виконувати попередню статистичну обробку цих величин з отриманням статистично достовірних характеристик. Для цього пропонується використовувати наступний алгоритм:

– визначаються функції розподілу ймовірностей $F_i(x)$ кожного з індикаторів v_i на певному заданому інтервалі T_6 , який пропонується приймати рівним одній добі, оскільки саме за такий період характеризує зміну основних зовнішніх факторів, таких як навантаження і температуру навколишнього середовища:

$$F_i(x) = P(v_i \leq x); \quad (12)$$

– за допомогою одержаних функцій розподілу $F_i(x)$ знаходяться квантілі $v_{i,\alpha}$ відповідних величин за певними імовірностями α_i , які вибираються на основі аналізу певного об'єму історичних даних чи експертних інженерних висновків;

– визначається математичне сподівання \bar{v}_i випадкових величин v_i на інтервалі T_6 :

$$\bar{v}_i = \frac{1}{T_6} \int_{T_6} v_i(t) dt. \quad (13)$$

Отримані статистичні характеристики представляють інтегральну статистичну оцінку кожного з індикаторів моніторингу. Самі індикатори моніторингу було вибрано таким чином, що їх зростання за модулем сигналізує про погіршення стану трансформатора. Відповідно, чим більша відмінність отриманих статистичних характеристик від нуля, тим гірший стан трансформатора.

Для об'єднання оцінок первинних характеристик та визначення інтегрального індексу стану S_I трансформатора пропонується знаходити середнє геометричне значення одержаних статистичних характеристик з певними ваговими коефіцієнтами. Для цього може бути використана наступна формула:

$$S_I = \left(\prod_{i=1}^n v_{i,\alpha}^{z_i} \prod_{i=n+1}^{2n} \bar{v}_i^{z_i} \right)^{\frac{1}{\sum_{i=1}^{2n} z_i}}, \text{ де:} \quad (14)$$

z_i – вагові коефіцієнти, n – кількість індикаторів моніторингу.

Якщо накласти умову $\sum_{i=1}^{2n} z_i = 1$, то (14) набуде вигляду:

$$S_I = \prod_{i=1}^n v_{i,\alpha}^{z_i} \prod_{i=n+1}^{2n} \bar{v}_i^{z_i}. \quad (15)$$

Система моніторингу повинна диференціювати погіршення оцінки стану трансформатора спричинене зовнішніми впливами. Як приклад такого показника можна навести значення температури найбільш нагрітої точки (ННТ). Вихід його величини за порогове значення може бути спричинене або значним навантаженням, що перевищує номінальне, або аномально високою температурою повітря, що є охолоджуючим середовищем для трансформатора. Також значне перевищення температури може бути спричинене відмовою елементів системи охолодження, наприклад виходом з ладу вентилятора, що вже буде стосуватися оцінки стану трансформатора. Проте в цьому випадку буде спостерігатися відмінність фактичної температури масла від теоретичної, отриманої за допомогою термічної моделі, що відіб'ється на значеннях відповідного індикатору моніторингу. Діагностичний рівень системи моніторингу повинен включати блок обробки відповідних ситуацій (рис. 3).

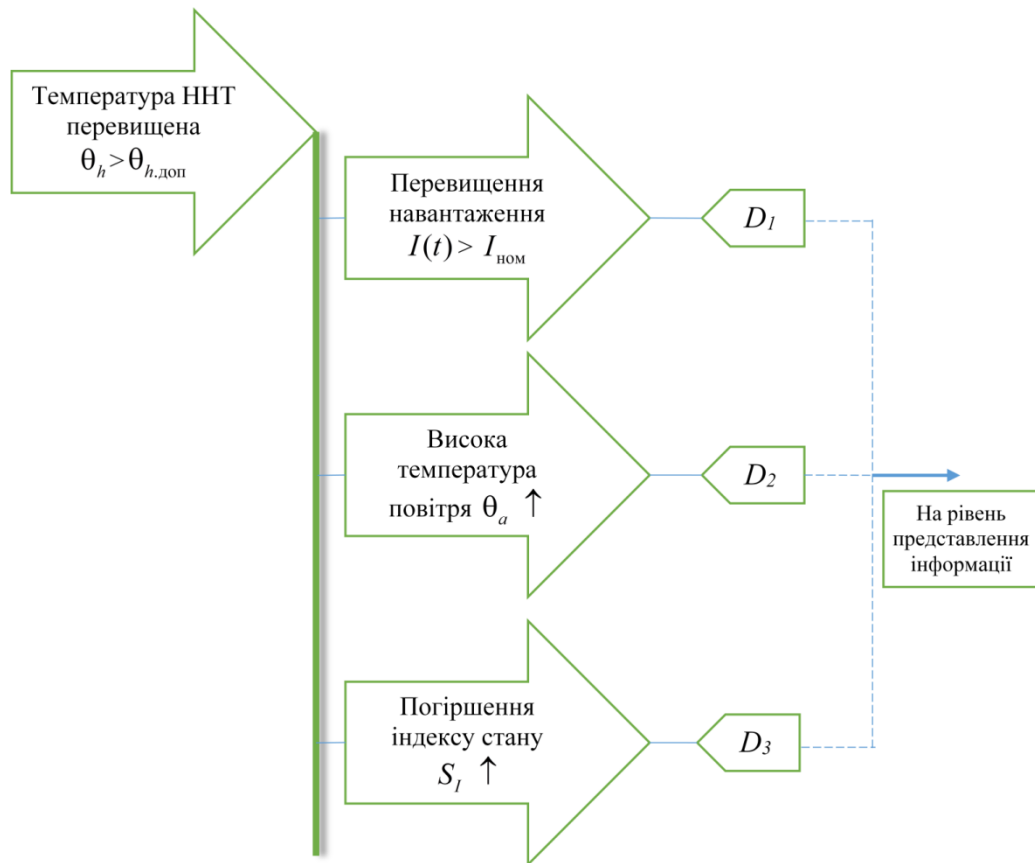


Рис. 3. Схема обробки даних про перевищення температури ННТ

Рівень представлення інформації. Результати моніторингу стану трансформатора надходять з діагностичного рівня у вигляді цифрових показників, які необхідно відобразити у зручному для сприйняття вигляді для аналізу обслуговуючим персоналом. Ця задача може вирішуватися в рамках програмного забезпечення інформаційно-діагностичних комплексів, які дозволяють відображати вікна з певними повідомленнями на екрани локальних або віддалених робочих місць, заносити показники в базу даних моніторингу, роздруковувати необхідну інформацію тощо.

Для кожного дискретного показника D_i повинне відображатися певне повідомлення, що пояснює відповідну ситуацію та пропонує можливі дії для її усунення. Показники можуть бути розділені на рівні важливості: інформаційні, попереджувальні, критичні.

Для неперервних показників, таких як індекс стану, пропонується виводити як саме значення так і певну дискретну оцінку відповідно до заданих уставок рівнів $S_{l,k}$, отриманих на основі оцінок певних історичних даних про несправності та експертних оцінок. Наприклад, в залежності від остаточного значення індексу стану, трансформатор можна класифікувати на декілька груп, що показано у таблиці 2.

Важливим моментом при налагодженні системи моніторингу стану силових трансформаторів в електропостачальних організаціях є створення об'єднаної бази даних. Наявність бази даних технічного стану об'єктів дозволяє

автоматизувати процес технічного обслуговування і мати оперативну інформацію по кожному об'єкту.

Таблиця 2 – Класифікація трансформаторів за індексом стану

Індекс стану S_i	Характеристика стану	Рекомендовані дії
[0; 0,1]	Хороший	Нормальна експлуатація
[0,1; 0,3]	Задовільний	Потрібен періодичний контроль невеликої частоти
[0,3; 1]	Поганий	Потрібен періодичний або безперервний контроль
>1	Критичний	Трансформатор потребує термінової комплексної діагностики з можливістю капітального ремонту або заміни

Застосування підходу до формування бази даних заснованого на визначенні закономірностей характеристик дефектів з використанням апарату теорії ймовірності та математичної статистики дозволить постійно підвищувати точність оцінки стану трансформаторів за допомогою вдосконалення рівнів різних граничних значень показників моніторингу. Крім того, така база міститиме критерії оцінки характеристик, рекомендований час усунення дефектів і технологію експертного висновку, а також необхідні витрати на усунення цих дефектів.

Безсумнівним достоїнством такого підходу є значно більш висока точність висновку про технічний стан об'єкта, а також скорочення кількості можливих діагностичних помилок. Формування бази даних моніторингу дозволить побудувати повноцінну систему обслуговування парку силових трансформаторів по технічному стану.

Висновки

Введення системи безперервного моніторингу стану трансформатора спрощує профілактичний догляд за таким обладнанням. Інформація про фактичний стан дозволяє проводити профілактичні заходи до появи конкретних дефектів у трансформаторі або до аномальних режимів його роботи. Це дає можливість збільшити час між ревізіями та скоротити число діагностичних заходів на трансформаторі, що вимагають відключення від мережі.

Список використаних джерел

1. Stohnii B.S., Kyrylenko O.V., Denysiuk S.P. Intelektualni elektrychni merezhi elektroenerhetychnykh system ta yikhnie tekhnolohichne zabezpechennia // Tekhn. elektrodynamika. – 2010. – № 6. – S. 20–31.
2. Stohnii B.S., Sopol M.F. Osnovy monitorynhu v elektroenerhetytsi. Pro poniattia monitorynhu // Tekhn. elektrodynamika. – 2013. – № 1. – S. 62–69.

3. Alekseev B.A. Kontrol sostoiannya (dyahnostyka) krupnykh sylovnykh transformatorov. – M.: Yzd-vo NTs NAS, 2002. – 216 s.
4. B. García, J. C. Burgos, Á. Alonso, J. Sanz. A moisture-in-oil model for power transformer monitoring - Part I: Theoretical foundation // IEEE Transactions on Power Delivery – vol. 20, № 2 – 2005. – P. 1417 – 1422.
5. IEC 60076-7:2005. Power transformers - Part 7: Loading guide for oil-immersed power transformers. – 2005. – 62 p.
6. IEEE Std C57.91-2011. IEEE guide for loading mineral-oil-immersed transformers and step-voltage regulators. – 2012. – 106 p.
7. G. Swift, T. S. Molinski, W. Lehn, A fundamental approach to transformer thermal modeling—Part I: Theory and equivalent circuit // IEEE Trans. Power Del. – vol. 16, № 2. – 2001. – P. 171–175.
8. D. Susa, M. Lehtonen, H. Nordman. Dynamic thermal modeling of power transformers // IEEE Trans. Power Del. – vol. 20, №. 1. – 2005. – P.197–204.

Стаття надійшла до редакції 17.03.2014 р.

УДК 621. 311: 621. 317. 613: 621. 316. 935: 621. 316. 923. 5

В. А. Побігайло, доцент (НТУУ «КПІ»), В. П. Калінчик, к. т. н., доцент (НТУУ «КПІ»), А. В. Волошко, к.т.н., доц., (НТУУ «КПІ»)

ПІДВИЩЕННЯ ЕФЕКТИВНОСТІ ФУНКЦІОНУВАННЯ ЗАСОБІВ ОБМЕЖЕННЯ СТРУМІВ КОРОТКОГО ЗАМИКАННЯ

V. A. Pobihailo, assoc. prof. (NTUU «KPI»), V. P. Kalinchyk, cand. of tech. sciences, assoc. prof. (NTUU «KPI»), A. V. Voloshko, PhD in eng. sc., (NTUU «KPI»)

IMPROVING THE FUNCTIONING OF MEANS OF LIMITING SHORT-CIRCUIT CURRENT

Обоснованно научную и практическую актуальность проблемы повышения эффективности функционирования средств ограничения токов короткого замыкания (КЗ), сформулированы цель и задачи исследований. Построена схема причинно - следственных связей возникновения токов КЗ (схема Исикавы), согласно ISO 9004.

Ключові слова: *Струм короткого замикання, реактор, Ісікава, ISO 9004, ефективність, обмеження, запобіжник.*

Обґрунтовано наукову і практичну актуальність проблеми підвищення ефективності функціонування засобів обмеження струмів короткого замикання (КЗ), сформульовано мету і задачі досліджень. Побудовано схему причинно – наслідкових зв'язків виникнення струмів КЗ (схема Ісікави), згідно ISO 9004.