

МЕТОДИ ОЦІНКИ ТЕХНІЧНОГО СТАНУ В СИСТЕМАХ МОНІТОРИНГУ СИЛОВИХ ТРАНСФОРМАТОРІВ

Порушення в роботі силових трансформаторів безпосередньо впливають на надійність енергосистеми в цілому, що пояснює високі вимоги, які пред'являються до їх надійності. Для виявлення дефектів трансформатора на ранній стадії їх розвитку найбільш ефективними є системи безперервного моніторингу, які виконують оцінку поточного стану. У роботі розглянуто можливості використання різних моделей фізичних процесів, які впливають на стан трансформатора, як складових частин системи моніторингу. Найбільш часто в трансформаторі пошкоджується ізоляційна система, яка зазнає в роботі теплових, електричних і механічних впливів. Для оцінки старіння ізоляції найважливішим параметром є температура найбільш нагрітих точок. Як термічна модель для використання в системі моніторингу силового трансформатора можуть бути запропоновані як моделі описані в стандартах IEC та IEEE, так і більш точні моделі описані в сучасних працях.

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

Вступ

Силові трансформатори є системоутворюючими елементами електричних мереж і не підлягають частій заміні. Аварійний вихід трансформатора з ладу ставить під загрозу нормальне функціонування електропостачальної системи, тим самим створюючи загрозу недовідпуску електроенергії споживачам, яка в свою чергу може призвести до виникнення економічного збитку, величина якого залежить від специфіки споживача. Таким чином пошкоджуваність силових трансформаторів безпосередньо впливає на надійність енергосистеми в цілому, що пояснює високі вимоги, які пред'являються до надійності силових трансформаторів. Одним із шляхів підвищення надійності є своєчасне отримання інформації про погіршення стану обладнання, що може привести до аварійного виходу з ладу силового трансформатора.

Для виявлення дефектів трансформатора на ранній стадії їх розвитку найбільш ефективними є системи безперервного моніторингу, які виконують оцінку поточного стану. Своєчасне, до виникнення аварійної ситуації, прийняття правильних рішень з ліквідації порушень у роботі, забезпечує високий коефіцієнт готовності обладнання, скорочення часу простою, зниження витрат на ремонти, продовження терміну служби трансформатора.

Перші розробки подібних систем відносяться до початку 80-их років ХХ століття. На даний момент найбільш опрацьованими є системи моніторингу зарубіжного виробництва (системи TPAS, Siemens, АВВ), існує також ряд розробок виробництва Росії та країн СНД.

Вищезазначені системи моніторингу в переважній більшості випадків встановлюються на нові трансформатори, що вводяться в експлуатацію, але значна кількість відмов відбувається на трансформаторах, що вже знаходяться в експлуатації більше 10 років. 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.

Таким чином, розробка та обґрунтування технічних і алгоритмічних рішень для системи моніторингу силових трансформаторів становить науковий і практичний інтерес.

Постановка задачі

У роботі ставилася задача розглянути можливості використання різних моделей фізичних процесів, які впливають на стан силового трансформатора, як складових частин системи моніторингу. До таких моделей відносяться термічні моделі нагрівання, старіння ізоляції, вологовмісту ізоляції тощо. Метою дослідження також було розробити підходи до оцінки технічного стану силових трансформаторів, які будуть використовуватися в системах моніторингу.

Матеріал і результати досліджень

Процес зміни стану силових трансформаторів в основному пов'язаний з впливом різних факторів на термін служби та імовірність появи дефектів, які призводять до виходу обладнання з ладу. Реальний термін служби трансформаторів в значній мірі залежить від зовнішніх впливів, таких як величина навантаження, перенапруги, короткі замикання в мережі тощо. Імовірність безвідмовної роботи за таких впливів, що виникають окремо чи в сукупності, залежить в основному від:

- значущості (амплітуди і тривалості) впливу;
- конструкції трансформатора;
- температури різних частин трансформатора;

- вмісту вологи, кисню, інших газів в ізоляції й маслі;
- кількості, розміру і виду часток домішок в маслі.

Передбачуваний нормальний термін служби – це деяка умовна величина, прийнята для безперервного постійного навантаження за нормальної температури охолоджуючого середовища і номінальних умовах експлуатації. Навантаження, температура охолоджуючого середовища, що перевищують номінальні значення, викликають прискорений знос і несуть у собі деякий ступінь ризику.

Найбільш часто в трансформаторі пошкоджується ізоляційна система, яка зазнає в роботі теплових, електричних і механічних впливів [1]. Залишковий термін служби трансформатора найчастіше визначається саме ступенем деградації ізоляції і умовами роботи його обмоток. Контроль навантаження та умов роботи в системах моніторингу здійснюється виміром напруг, струмів і температури, а оцінка накопиченого старіння ізоляції трансформатора вимагає даних про режими останніх 10-20 років експлуатації.

Для оцінки старіння ізоляції найважливішим параметром є температура найбільш нагрітих точок. Безпосереднє визначення досить складне тому зазвичай застосовується її апроксимація по температурі верхніх шарів масла з урахуванням кратності струму навантаження за допомогою моделей нагрівання трансформаторів. Приймається, що відносно теплове старіння подвоюється при збільшенні температури на кожні 6 °С. На базі такого розрахунку і визначається допустиме перевантаження трансформатора.

Процес старіння паперово-масляної ізоляції сильно прискорює наявність в ній вологи. Безпосереднє визначення кількості вологи в твердій ізоляції працюючого трансформатора недоступно, тому при безперервному контролі визначають зволоженість масла, а про кількість вологи в твердій ізоляції судять непрямим способом. Для визначення вмісту вологи в маслі використовують спеціальні датчики.

Іншим методом, який дозволяє виявляти значну кількість дефектів, що розвиваються в трансформаторі, є аналіз газів, розчинених у маслі. Датчики безперервної оцінки газовмісту визначають концентрацію розчиненого в маслі водню або суміші водню та інших газів, яка збільшується за наявності дефектів всередині трансформатора.

В системі моніторингу обробкою даних про зміну різних факторів займається рівень аналізу. 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 (рис. 1). Вхідними параметрами для моделей є дані про навколишнє середовище, дані про навантаження та характеристики трансформатора.

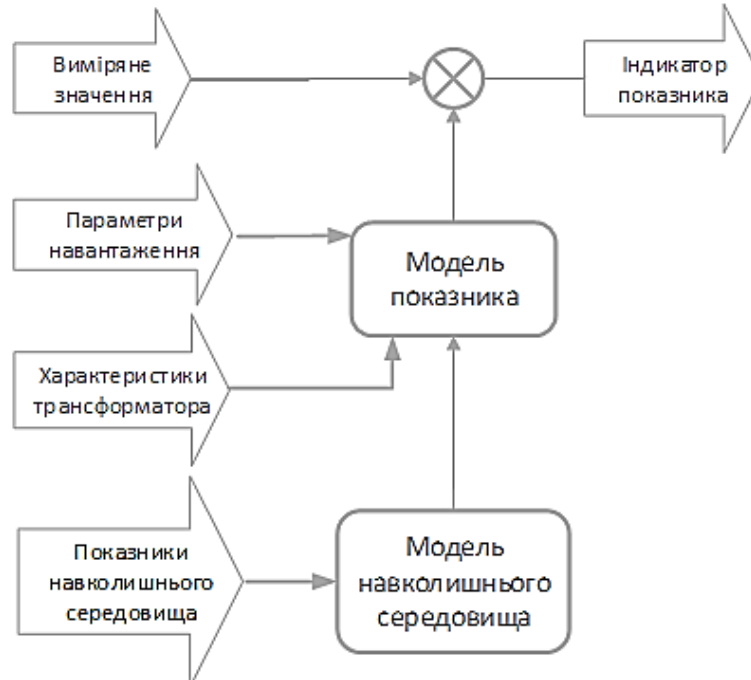


Рисунок 1 – Структура модуля аналізу параметрів трансформатора

Розглянемо моделі основних параметрів силового трансформатора, які пропонується використовувати на рівні аналізу даних. Як термічна модель для використання в системі моніторингу силового трансформатора можуть бути запропоновані як моделі описані в стандартах ІЕС [2] та ІЕЕЕ [3], так і більш точні моделі описані в сучасних працях.

Теплова модель, запропонована Dejan Susa та співавторами в [4], базується на теорії передачі тепла; в ній застосовують метод зосередженої ємності і визначення нелінійних теплових опорів. Основи цього підходу були запропоновані в [5]. Модель була перевірена авторами з використанням експериментальних результатів.

Для побудови термічної моделі трансформатора використані основні аналогії між тепловими і електричними процесами. Для того щоб скористатися цією аналогією для розрахунку температури трансформатора, необхідно модифікувати метод зосередженої ємності шляхом введення нелінійних теплових опорів, які беруть до уваги зміни теплових параметрів у трансформаторному маслі з температурою.

Модель температури масла ґрунтується на основі теплової схеми (рис. 2), яка враховує відповідні уточнення.

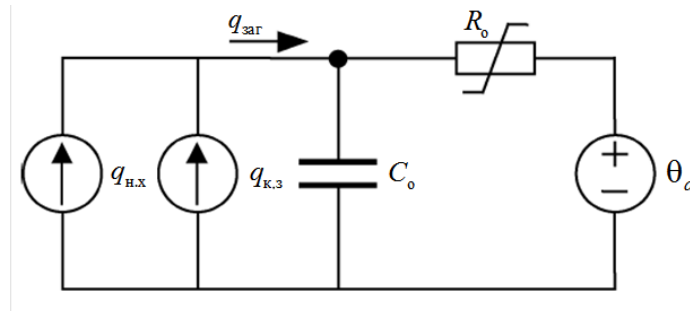


Рисунок 2 – Модель температури масла

На схемі використано наступні позначення:

q_{zag} – тепло, генероване від загальних втрат потужності;

$q_{н.х}$ – тепло, генероване від втрат неробочого ходу;

$q_{к.з}$ – тепло, генероване від навантажувальних втрат;

C_o – теплова ємність масла;

R_o – нелінійний тепловий опір масла;

θ_a – температура навколишнього середовища.

Важливість врахування зміни в'язкості з температурою масла пов'язана з тим, що вона впливає як на тепловий опір, так і на теплову постійну часу.

Остаточне диференціальне рівняння для даної теплової моделі має вигляд [4]

$$\frac{1 + RK^2}{1 + R} \mu_{в.о}^n \Delta\theta_{о. ном} = \mu_{в.о}^n \tau_{о. ном} \frac{d\theta_o}{dt} + \frac{(\theta_o - \theta_a)^{1+n}}{\Delta\theta_{о. ном}^n}, \quad (1)$$

де $\Delta\theta_{о. ном}$ – номінальне перевищення температури масла; $\tau_{о. ном}$ – номінальна теплова постійна часу масла; $\mu_{в.о}$ – відносна в'язкість масла; n – константа, яка залежить від режиму циркуляції масла; R – відношення втрат

$$R = \frac{P_k}{P_{н.х}}; \quad (2)$$

K – коефіцієнт завантаження

$$K = \frac{I}{I_{ном}}. \quad (3)$$

Припускається, що циркуляція масла усередині бака трансформатора ламінарна, а постійна n для даного типу потоку дорівнює 0,25. Для холодного пуску трансформатора за швидкості масла всередині бака трансформатора, що дорівнює нулю, постійна n буде приймати різні значення для різних режимів охолодження.

Для розрахунку температури масла за рівнянням (1) необхідно використовувати чисельні методи аналізу, такі як метод Рунге-Кутта, а елементи рівняння необхідно класифікувати наступним чином:

константи: $R, n, \tau_{о. ном}, \Delta\theta_{о. ном}$;

вхідні змінні: $K, \mu_{в.о}, \theta_a$;

вихідні змінні: θ_o ;

незалежна змінна: t .

Модель температури найбільш нагрітої точки обмотки, як і модель температури масла, також представлена у вигляді теплового кола (рис. 3).

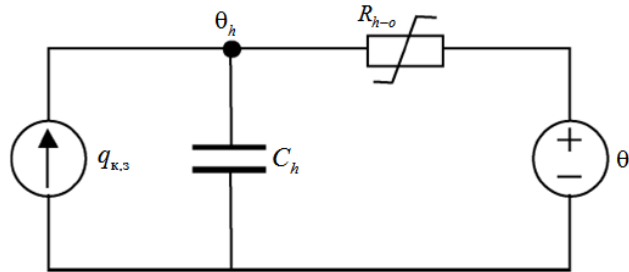


Рисунок 3 – Модель температури найбільш нагрітої точки обмотки

У цьому випадку диференціальне рівняння має вигляд [4]

$$RK^2 \mu_{в.о}^n \Delta\theta_{h, ном} = \mu_{в.о}^n \tau_{об, ном} \frac{d\theta_h}{dt} + \frac{(\theta_h - \theta_o)^{1+n}}{\Delta\theta_{h, ном}^n}, \quad (4)$$

де θ_h – температура ННТ; $\Delta\theta_{h, ном}$ – номінальне перевищення температури ННТ.

Використовуючи той же метод розрахунку, що і у моделі температури масла (метод Рунге-Кутта), температура ННТ може бути розрахована з диференціального рівняння (4), де елементи рівняння класифікують наступним способом:

константи: $n, \tau_{об, ном}, \Delta\theta_{h, ном}$;

вхідні змінні: $K, \mu_{в.о}, \theta_o$;

вихідні змінні: θ_h ;

незалежна змінна: t .

Сталі параметри рівнянь (1) та (4) пропонується знаходити за допомогою використання методу найменших квадратів на реальних вимірних даних за нормального стану трансформатора. Це дозволить підвищити точність теоретичної моделі, а також адаптувати її до реального початкового стану трансформатора, що може значно відрізнятись через різні попередні умови експлуатації.

Для використання в системі моніторингу стану трансформатора пропонується використовувати модель вологовмісту описану в [6]. Диференціальні рівняння, що описують вміст вологи в маслі в дискретній формі мають наступний вигляд

- маслонасос ввімкнений

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

- природне охолодження

$$M_m(t) = k_{1hm} M_m(t-1) + k_{2hm} M_m(t-2) + k_{3hm} M_m(t-3) + k_{4hm} M_{oil-ss}(t) + k_{5hm} M_{oil-ss}(t-1). \quad (6)$$

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 характеристиками, $k_{i,hf}$ та $k_{i,hf}$ – 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.

Отримані з рівня аналізу даних показники в загальному випадку можна вважати випадковими величинами. Для підвищення надійності і стабільності результатів роботи системи моніторингу пропонується виконувати попередню статистичну обробку цих величин з отриманням статистично достовірних характеристик.

Висновки

Впровадження сучасних комплексів та систем моніторингу силових трансформаторів дають в перспективі якісно нові можливості для підвищення їх надійності та якості функціонування. Збільшення інтелектуальної складової в такому елементі підстанції як силові трансформатори дозволить виконувати безперервну оцінку їх стану та призведе до спрощення профілактичного догляду за цим обладнанням. Інформація про фактичний стан дозволить проводити профілактичні заходи до появи конкретних дефектів у трансформаторі або до аномальних режимів його роботи.

Література

1. Киш Л. Нагрев и охлаждение трансформаторов – М: Энергия, 1980. – 208 с.
2. IEC 60076-7:2005. Power transformers - Part 7: Loading guide for oil-immersed power transformers. – 2005. – 62 p.
3. IEEE Std C57.91-2011. IEEE guide for loading mineral-oil-immersed transformers and step-voltage regulators. – 2012. – 106 p.
4. 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.
5. D. Susa, M. Lehtonen, H. Nordman. Dynamic thermal modeling of power transformers // IEEE Trans. Power Del. – vol. 20, №. 1. – 2005. – P.197–204.
6. 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.

I. PRYTYSKACH, postgraduate student

National Technical University of Ukraine «Kyiv Polytechnic Institute»

TECHNICAL CONDITION ASSESSMENT METHODS FOR POWER TRANSFORMER MONITORING SYSTEM

Malfunction of power transformers directly affect the reliability of the power system as a whole, which explains the high demands placed on their reliability. To detect defects in transformers at an early stage of development the most effective are continuous monitoring system that evaluates the current state. This article examines the possibility of using different models of the physical processes that affect the state of the transformer as part of the monitoring system. The most commonly damaged part is transformer insulation system that suffers from the thermal, electrical and mechanical influences. To assess the aging of insulation the most important parameter is the temperature of the hot spots. As thermal model for use in the monitoring of power transformer may be proposed a model described in the standard IEC and IEEE, and a more accurate models described in the modern works.

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

1. L. Kish. Transformers heating and cooling - M: Energy, 1980. - 208 p.
2. IEC 60076-7:2005. Power transformers - Part 7: Loading guide for oil-immersed power transformers. – 2005. – 62 p.
3. IEEE Std C57.91-2011. IEEE guide for loading mineral-oil-immersed transformers and step-voltage regulators. – 2012. – 106 p.
4. 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.
5. D. Susa, M. Lehtonen, H. Nordman. Dynamic thermal modeling of power transformers // IEEE Trans. Power Del. – vol. 20, №. 1. – 2005. – P.197–204.
6. 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.

И.В. ПРЫТЫСКАЧ, аспирант

**Национальный технический университет Украины «Киевский политехнический институт»
МЕТОДЫ ОЦЕНКИ ТЕХНИЧЕСКОГО СОСТОЯНИЯ В СИСТЕМАХ
МОНИТОРИНГА СИЛОВЫХ ТРАНСФОРМАТОРОВ**

Нарушения в работе силовых трансформаторов непосредственно влияют на надежность энергосистемы в целом, что объясняет высокие требования, предъявляемые к их надежности. Для выявления дефектов трансформатора на ранней стадии их развития наиболее эффективны системы непрерывного мониторинга, выполняющие оценку текущего состояния. В работе рассмотрены возможности использования различных моделей физических процессов, влияющих на состояние трансформатора, как составных частей системы мониторинга. Наиболее часто в трансформаторе повреждается изоляционная система, которая несет в работе тепловых, электрических и механических воздействий. Для оценки старения изоляции важнейшим параметром является температура наиболее нагретых точек. Как термическая модель для использования в системе мониторинга силового трансформатора могут быть предложены как модели описаны в стандартах IEC и IEEE, так и более точные модели описаны в современных работах.

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

УДК 621.316:681.3

О.Ю. ПОЛЩУК, аспирант

Институт электродинамики Национальной академии наук Украины,

**ВИЗНАЧЕННЯ АВАРІЙНИХ ДІЛЯНОК ЛІНІЙ ЕЛЕКТРОПЕРЕДАЧІ
З ВИКОРИСТАННЯМ ІНДИКАТОРІВ ПОШКОДЖЕНЬ**

У статті наведено особливості функціонування пристроїв, що визначають місце пошкодження повітряних ліній електропередачі. Метою дослідження є визначення особливостей використання індикаторів пошкоджень в розподільних електричних мережах та методики визначення місць встановлення та кількості індикаторів. Методика полягає у вивченні процесу виявлення пошкодження за допомогою параметрів аварійного режиму та аналізі вимог та особливостей при розставленні індикаторів пошкоджень у мережі. Результатами дослідження є визначені складові методики розташування пристроїв, що аналізують стан розподільної мережі та визначають аварійні ділянки з урахуванням основних теоретичних положень їх роботи та характеристик. Проведені дослідження свідчать про необхідність проведення подальшого розвитку у напрямку деталізації отриманих результатів та визначенні системного підходу для автоматизації пошуку та локалізації місця пошкодження ліній електропередачі.

Ключові слова: індикатор, пошкодження, лінії електропередачі, магнітне поле, електричне поле.

Вступ

Пошкодження ліній електропередачі (ЛЕП) призводить до збою у роботі електроенергетичних мереж, що позначається на електропостачанні споживачів. Тому однією з найважливіших є задача швидкого і точного визначення місця пошкодження ЛЕП, розв'язання якої дає значний економічний ефект, обумовлений скороченням перерв у електропостачанні, зменшенням транспортних витрат на обхід ЛЕП, мінімізацією загального часу організації ремонтно-відновлюваних робіт [1, 2]. Причому особливої актуальності ця задача набуває у розподільних електричних мережах 6-35, а також 110 кВ, які характеризуються як наявністю кількох фідерів на шинах підстанції, так і великою кількістю розгалужень на самих ЛЕП, зокрема в мережах 6-35 кВ. Така структура розподільних ЛЕП обумовлює появу еквіструмових зон, що суттєво ускладнює стратегію пошуку місця пошкодження [3].

Мета та завдання

Метою статті та завданнями досліджень є визначення особливостей використання індикаторів пошкоджень в розподільних електричних мережах з огляду на їх основні параметри та визначення складових практичної методики визначення кількості та місць встановлення індикаторів пошкодження.

Матеріал і результати досліджень

Методи та засоби пошуку місця пошкодження, що використовуються на сьогоднішній день в розподільних електричних мережах, не завжди ефективні та зумовлюють суттєві витрати часу і ресурсів