УДК 621.314.222.6.004

С. П. ДЕНИСЮК, І. В. ПРИТИСКАЧ (НТУУ «КПІ»)

Інститут енергозбереження та енергоменеджменту, Національний технічний університет України «Київський політехнічний інститут», 03056, Київ, вул. Борщагівська 115, тел.: (093) 750-13-90, ел. пошта: prytyskach.ivan@gmail.com

ОЦІНЮВАННЯ СТАНУ В СИСТЕМАХ МОНІТОРИНГУ СИЛОВИХ ТРАНСФОРМАТОРІВ ТЯГОВИХ ПІДСТАНЦІЙ

Вступ

Потужні трансформатори є найбільш дорогими і стратегічно важливими компонентами будь-якої електропостачальної системи. Серйозне пошкодження великого силового трансформатора призводить до значних витрат на ремонт і недовідпуск електроенергії через відключення споживачів. В той же час, значна частина діючого обладнання електропостачальних систем українських залізниць була введена в експлуатацію ще в 60-80-их роках минулого століття. Такий чином, високий середній термін експлуатації викликає високу пошкоджуваність силових трансформаторів і безпосередньо впливає на надійність системи електропостачання в цілому.

Одним із шляхів підвищення надійності є своєчасне діагностування розвитку дефектів, які можуть привести до аварійного виходу з ладу силового трансформатора. Тому вкрай важливо вміти правильно оцінювати стан силових трансформаторів, визначати допустимість певних режимів їх роботи, визначати ресурс їх ізоляції та прогнозувати допустимий термін служби.

В діючих електропостачальних системах України для підтримки електрообладнання підстанцій, в тому числі парку силових трансформаторів, в справному технічному стані найчастіше використовується планово-попереджувальна система технічного обслуговування і ремонту, яка регламентує виконання робіт по експлуатації з певною, чітко заданою, періодичністю. Проте, така система не є технічно і економічно доцільною. Відключення для профілактики та планових ремонтів справного електроустаткування призводить до невиправданих витрат. У зв'язку з цим, з метою зменшення витрат на експлуатацію та підвищення надійності роботи силових трансформаторів, як за кордоном, там і в Україні, інтенсивно розвиваються і впроваджуються системи безперервного моніторингу, які виконують оцінку поточного стану силових трансформаторів із застосуванням сучасних комп'ютерних технологій і автоматичного збору, обробки та аналізу даних.

Постановка задачі

Існує велика кількість ефективних методів безперервного моніторингу (online monitoring), що дають можливість оцінити стан і виявити можливі відмови силових трансформаторів. Виявлення всього спектру можливих дефектів трансформаторного обладнання важко забезпечити як з чисто технічних так і з економічних причин, тому основна увага, звичайно, приділяється виявленню дефектів, які проявляються найбільш часто, або ж найбільш небезпечні для трансформатора. Вироблення конкретних вимог до систем моніторингу трансформаторів відбувалося під егідою МЕК, і в даний час найбільш повним документом з цього питання вважаються рекомендації інституту IEEE [1]. Діагностичні параметри, які зазвичай контролюються за вимогами цього керівництва наступні:

- струм, напруга, потужність;
- гази, розчинені в маслі, і вміст вологи;
- зміна ємності та tgδ вводів;
- температура масла в різних частинах трансформатора;
- комутаційні й атмосферні перенапруги;
- струми короткого замикання;
- часткові розряди.

Додатково до зазначених основних параметрів деякі виробники систем моніторингу пропонують наступні можливості: вимір та аналіз вологості масла в РПН; кількість і швидкість зміни газів у газовому реле; тиск, різниця тисків масла у вводах; віброхарактеристики трансформатора та РПН; вологість повітря в розширнику [2].

Проте, використання всіх цих методів для силового трансформатора тягової підстанції як правило недоцільне, оскільки ці методи потребують встановлення дорогого обладнання або відключення трансформатора на значний час для виконання діагностики. Сукупність встановлюваних датчиків і систем моніторингу по-

© Денисюк С. П., Притискач І. В., 2014

винне визначається економічною доцільністю відповідно задачам та потужності трансформатора.

Розглянемо детальніше дію різних факторів на процес зміни стану силових трансформаторів, який впливає на термін служби та імовірність появи дефектів, які призводять до виходу обладнання з ладу.

Матеріал і результати досліджень

Тепловий вплив, як правило, розглядається як один з найбільш важливих факторів, що впливає на термін служби силових масляних трансформаторів [3]. На даний час розроблені численні математичні моделі цього процесу для оцінки можливих наслідків різних режимів навантаження, циклічних або систематичних, за різних температур охолоджувального середовища. Одна з таких моделей наведена в ГОСТ14209-97 [4], який містить методики розрахунку допустимої температури в трансформаторі, зокрема, температури найбільш нагрітої точки обмотки. Температуру найбільш нагрітої точки обмотки, у свою чергу, використовують для визначення відносної швидкості термічного зносу ізоляції.

В стандарті [4] розрахункові формули для визначення температури масла в усталеному тепловому режимі за навантаження K подані для різних видів охолодження.

Для вид охолодження *ONAN, ON* використовується наступна формула

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

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

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

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 омічного опору обмоток від температури (за $K>1$).

По відношенню моделі ГОСТ14209-97, більш точними є моделі згідно Swift [5] і Susa [6]. Ці моделі характеризуються наступними диференціальними рівняннями

- Swift

$$\theta_o(t) = \theta_o(t-1) + \frac{\Delta t}{T_0}\times$$
$$\times\left(\frac{1+RK^2(t)}{1+R}\Delta\theta_{or}^{1/n} - \left(\theta_o(t) - \theta_a(t)\right)^{1/n}\right); \qquad (3)$$

- Susa

$$\theta_o(t) = \theta_o(t-1) + \frac{\Delta t}{T_0}\times$$
$$\times\left(\frac{1+RK^2(t)}{1+R}\Delta\theta_{or} - \frac{1}{(\mu(t)\Delta\theta_{or})^{\frac{1-n}{n}}}\left(\theta_o(t) - \theta_a(t)\right)^{1/n}\right);$$
$$\mu(t) = \frac{1{,}3573\cdot 10^{-6}\cdot e^{\frac{2797{,}3}{\theta_o(t)+273}}}{\mu_H}. \qquad (4)$$

Апаратна частина системи моніторингу може включати датчики для вимірювання температури масла в різних частинах баку, а в деяких випадках і температури його найбільш нагрітої точки обмотки. Проте, зважаючи на економічну доцільність та технічну можливість, найчастіше виконують вимірювання тільки температури масла в верхніх шарах. Інформація від даного датчика може бути використана для виявлення різних дефектів трансформатора шляхом співставлення із моделлю цього процесу. Алгоритм робот системи моніторингу передбачає постійне порівняння виміряних значень параметрів стану (в даному випадку, температури) з одержаними за допомогою їх моделей. Таким чином, індикатор моніторингу для моделі аналізу температури масла в цьому визначимо як

$$\nu_\theta = \frac{\theta_{o.t}(t) - \theta_{o.p}(t)}{\theta_{o.t}(t)}, \qquad (5)$$

де $\theta_{o.t}(t)$ – теоретичне значення температури масла знайдене за рівняннями (1)–(4);

© Денисюк С. П., Притискач І. В., 2014

$\theta_{o.p}(t)$ – практичне значення температури виміряне відповідним датчиком.

Іншим важливим завданням, що вирішується системою моніторингу в процесі експлуатації трансформатора, є оцінка погіршення технічного стану його ізоляції спричинене термічним старінням внаслідок роботи під навантаженням. Використання ГОСТ14209-97 в інженерній практиці зазвичай передбачає детермінований підхід до оцінки режимів навантаження трансформатора за різними критеріями. Проте з розвитком та впровадженням сучасних мікропроцесорних систем збору та обробки інформації про електричні навантаження на підстанціях з'являється можливість скористатися більш точними стохастичними моделями, які базуються на моделюванні випадкових фізичних процесів в трансформаторі з використанням ймовірнісної вихідної інформації.

У ГОСТ14209-97 використовується відношення Монтсінгера [7], яке є спрощенням закону Арреніуса щодо термохімічного зносу. Його можна записати як

$$t_{\text{с}} \approx ae^{-b\theta}, \qquad (6)$$

де $t_{\text{с}}$ – термін служби ізоляції;

a, b – сталі; θ – температура.

Для розглянутого в стандарті діапазону температур використання рівняння Монтсінгера вважається достатнім і, по суті, дає оцінку термічного зносу з запасом міцності.

Вираз для обчислення відносного зносу ізоляції (або відносного скорочення терміну служби) протягом певного періоду часу можна подати у вигляді

$$L(\delta t_i) = \frac{1}{T_{\text{б}}} \int_0^{\delta t_i} 2^{\left[\theta_h(t) - \theta_{h.r}\right]/\Delta\theta} dt; \qquad (7)$$

звідки

$$L(\delta t_i) = \frac{\delta t_i}{T_{\text{б}}} 2^{\left[\theta_{h.i} - \theta_{h.r}\right]/\Delta\theta}, \qquad (8)$$

де $\theta_{h.i}$ – температура ННТ обмотки для i-го моменту часу; $\theta_{h.r}$ – граничне значення температури найбільш нагрітої точки обмотки.

Для детермінованої постановки задачі оцінки навантажувальної здатності критеріями є наступні умови:

 значення температури в будь-який момент часу менше або дорівнює припустимому значенню $\theta_{\text{доп}}$, тобто

$$\theta(t) \le \theta_{\text{доп}}; \qquad (9)$$

відносний знос ізоляції $L(t)$ за час T менше або дорівнює одиниці, тобто

$$L(t) \le 1. \qquad (10)$$

За стохастичного підходу кожну з зазначених умов розглядають як бажану або небажану подію. Критерієм оптимальності в цьому випадку є імовірності виконання даних подій [8]. У цьому випадку максимізують або нормують (умова ухвалення оптимального рішення) мінімальну імовірність появи бажаної події і мінімізують або нормують максимальну імовірність появи небажаної події, наприклад:

$$p\left[\theta(t) \ge \theta_{\text{ном}}\right] = 0{,}05. \qquad (11)$$

$$p\left[L(t) \ge 1\right] = 0. \qquad (12)$$

Оцінка режиму навантаження в системі моніторингу може бути здійснена шляхом імітаційного моделювання відносного зносу та терміну служби ізоляції**.** Одержання сукупності реалізацій температур масла $\theta_{\text{o}}(t)$, найбільш нагрітої точки обмотки $\theta_h(t)$ та відносного зносу ізоляції трансформатора виконуємо в наступній послідовності:

1) Імітуємо сукупність реалізацій навантажувального струму $I(t)$ на інтервалі часу $T_{\text{б}}$ згідно [8]. При цьому може бути використана як більш складна, так і спрощена імітація струму, який підкоряється нормальному закону розподілу.

2) Для кожної реалізації навантажувального струму обчислюємо реалізації $\theta_{\text{o.v}}(t)$ і $\theta_{h.\text{v}}(t)$ з використанням термічної моделі трансформатора як показано у [9], а також реалізації його відносного зносу згідно ГОСТ 14209-97.

3) Проводимо статистичну обробку сукупностей реалізацій кожної з характеристик з одержанням їх статистичних характеристик, насамперед, детермінованих функцій квантилів $\theta_{\text{o}..\alpha_\theta}(t)$, $\theta_{h.\alpha_\theta}(t)$, $L_\beta(t)$, $t_{\text{с}.\beta}$ за відповідними ймовірностями α_θ (імовірність перевищення температурою масла або ННТ обмотки певного її значення) та β (імовірність перевищення зносом ізоляції певного значення).

На основі одержаних значень статистичних характеристик параметрів можна оцінити допустимість використання заданого трансформаторів для живлення споживача. Для цього порівнюються отримані значення квантилів темпера-

© Денисюк С. П., Притискач І. В., 2014

тур з їх допустимими значеннями, а також перевіряють виконання умови $L_\beta(t) < 1$.

Наявність вологи в ізоляційній системі силового масляного трансформатора призводить до старіння його ізоляції зменшуючи її електричну і механічну міцність. В загальному, вважається що збільшення вмісту вологи в два рази зменшує ресурс ізоляції з точки зору механічної міцності вдвічі, а швидкість термічного зносу пропорційна до вмісту вологи [10]. Наявність води в маслі також збільшує ймовірність виникнення бульбашок під час процесу десорбції вологи з целюлози через збільшення локально концентрації газів в маслі.

В діючих стандартах наводяться допустимі значення вмісту вологи, які не призводять до прискореного старіння ізоляції та не викликають аварійний вихід його з ладу. У першому варіанті IEEE Std 62 – 1995 [11] вміст вологи в твердій ізоляції був визначений наступним чином:

- суха ізоляція 0 - 2%
- волога ізоляція 2 - 4%
- дуже волога ізоляція 4,5% і більше.

У більш пізньому документі IEEE Std C57.106 - 2002 [12] допустимий рівень вологи в роботі визначається за значеннями вмісту води в маслі, враховуючи припущення про стабільність температури і рівноважний стан процесів передачі вологи між папером і маслом (табл. 1).

Таблиця 1

Допустимі рівні вологовмісту за IEEE Std C57.106 - 2002

Номінальна напруга трансформатора	Максимальний вміст води в маслі, проміле (ppm)			Еквівалентний вміст води в папері
	50°C	60°C	70°C	
До 69 кВ	27	35	55	3%
69 – 230кВ	12	20	30	2%
230 кВ та вище	10	12	15	1.25%

Для опису процесу зміни вологовмісту в ізоляційній системі трансформатора можна використовувати модель описану в [13]. 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, виміряному 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 спричинюють 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.

Для визначення рівноважного вмісту вологи в папері використовуються криві паперово-масляної рівноважної вологості за Oommen [14] з розширеним робочим діапазоном температур і вологовмісту масла.

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

$$\theta_{lm} = \frac{\theta_o + \theta_b}{2}. \qquad (13)$$

Через 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, буде залежати від типу циркуляції масла (примусова чи природня).

Для варіанту коли маслонасос ввімкнений форма рівняння наступна [13]

$$\tau_{pap}\tau_{sens}\frac{d^2M_m}{dt^2} + \left(\tau_{pap} + \tau_{sens}\right)\frac{dM_m}{dt} + M_m = M_{oil-ss} + \Delta t\frac{dM_{oil-ss}}{dt}. \qquad (14)$$

Наступне рівняння являє собою функцію перехідного процесу для природного охолодження [13]:

© Денисюк С. П., Притискач І. В., 2014

$$\tau_{pap}\tau_{oil}\tau_{sens}\frac{d^3M_m}{dt^3}+$$

$$+\left(\tau_{pap}\tau_{oil}+\tau_{pap}\tau_{sens}+\tau_{oil}\tau_{sens}\right)\frac{d^2M_m}{dt^2}+$$

$$+\left(\tau_{oil}+\tau_{sens}+\tau_{pap}\right)\frac{dM_m}{dt}+M_m=$$

$$=M_{oil-ss}+\Delta t\frac{dM_{oil-ss}}{dt}. \qquad (15)$$

Для використання наведеної моделі в системі моніторингу, необхідно представити диференціальні рівняння в дискретній формі. Отримаємо

- маслонасос ввімкнений

$$M_m(t)=k_{1hf}M_m(t-1)+k_{2hf}M_m(t-2)+ +k_{3hf}M_{oil-ss}(t)+k_{4hf}M_{oil-ss}(t-1); \qquad (16)$$

- природне охолодження

$$M_m(t)=k_{1hn}M_m(t-1)+k_{2hn}M_m(t-2)+ k_{3hn}M_m(t-3)+k_{4hn}M_{oil-ss}(t)+ +k_{5hn}M_{oil-ss}(t-1). \qquad (17)$$

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 (рис. 1), $k_{i.hf}$ та $k_{j.hf}$ – коефіцієнти, що характеризують конкретний трансформатор та відповідають за точне налаштування моделі.

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

$$\nu_M=\frac{M_{m.t}(t)-M_{m.p}(t)}{M_{m.t}(t)}, \qquad (18)$$

де $M_{m.t}(t)$ – теоретичне значення вологовмісту масла знайдене за рівнянням (16) або (17) відповідно до режиму роботи системи охолодження,

$M_{m.p}(t)$ – практичне значення вологовмісту виміряне відповідним датчиком.

Величина тангенса кута діелектричних втрат tgδ дає усереднену об'ємну характеристику стану діелектрика. Оскільки tgδ збільшується з підвищенням температури, то для оцінки ступеня погіршення ізоляції обмоток рекомендується виміряні значення приводити до температури вимірювання показників ізоляції на заводі. Наприклад, якщо tgδ ізоляції обмоток вимірювався при температурі $t_ф$, відмінною від температури t_0, записаної в паспорті трансформатора, то приведений до заводської температури $tg\delta_{пр}$ ізоляції обмоток визначається після ділення виміряного $tg\delta_ф$ на коефіцієнт K_1 (табл. 2). Температура вимірювання визначається за показами датчика температури верхніх шарів масла.

Таблиця 2

Значення коефіцієнта K_1 для перерахунку значень tgδ

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

Отримане значення 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

$$\nu_{tg\delta}=\frac{tg\,\delta_н-tg\,\delta_{пр}}{tg\,\delta_н}, \qquad (19)$$

де $tg\,\delta_н$ – нормальне значенням тангенса кута діелектричних втрат для даного трансформатора, $tg\,\delta_{пр}$ – виміряне відповідним датчиком значення tgδ приведене до номінальної температури (температури за якої отримане нормальне значення).

Критеріями оцінки стану трансформатора можуть бути порогові значення виміряних 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

© Денисюк С. П., Притискач І. В., 2014

залежати від всіх індикаторів доступних для даного трансформатора.

Отримані за формулами (5), (8), (19) індикатори моніторингу 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. Отримані статистичні характеристики представляють інтегральну статистичну оцінку кожного з індикаторів моніторингу. Самі індикатори моніторингу вибрано таким чином, що їх зростання за модулем сигналізує про погіршення стану трансформатора.

Задача відображення результатів моніторингу в зручному для сприйняття та аналізу обслуговуючим персоналом вигляді вирішується 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.

Для неперервних показників, таких як індекс стану, пропонується виводити як саме значення так і певні дискретні оцінки відповідно до заданих уставок рівнів $S_{I.k}$, отриманих на основі оцінки певних історичних даних про несправності та експертних оцінок.

Висновки

Впровадження сучасник 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 підстанцій як силові трансформатори дозволить виконувати безперервну оцінку їх стану та призведе до спрощення профілактичного догляду за цим обладнанням. Інформація про фактичних стан дозволить проводити профілактичні заходи до появи конкретних дефектів у трансформаторі або до анормальних режимів його роботи. Реалізація розглянутого стохастичного підходу до оцінки навантажувальної здатності силових масляних трансформаторів за критерієм зносу ізоляції на основі імітаційного моделювання, дозволить приймати більш достовірні рішення про можливість його експлуатації за даних режимів роботи.

СПИСОК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ

1. C57.143-2012. IEEE Guide for Application for Monitoring Equipment to Liquid-Immersed Transformers and Components. – 2012. – 83 p.

2. Живодерников С.В., Овсянников А.Г., Русов В.А. Зарубежный опыт мониторинга состояния маслонаполненного оборудования // Материалы четвертого научно-практического семинара Общественного Совета специалистов Сибири и Востока по проблемам мониторинга трансформаторного оборудования и диагностики электрических установок, Белокуриха, 20-24 апреля 2009. – Новосибирск, ГЦРО, 2009. – С.7–22.

3. Киш Л. Нагрев и охлаждение трансформаторов – М: Энергия, 1980. – 208 с.

4. ГОСТ 14209-97. Руководство по нагрузке силовых масляных трансформаторов. – Введений з 01.01.2002. – 82 с.

5. 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.

6. D. Susa, M. Lehtonen, H. Nordman. Dynamic thermal modeling of power transformers // IEEE Trans. Power Del. – vol. 20, №. 1. – 2005. – P.197–204.

7. Montsinger V.M. Loading transformers by temperature // Trans.-Amer. Inst. elekctr. Eng. – 19(1930) – №3. – P. 776-790.

8. Денисенко М.А. Спеціальні питання електропостачання – К.: НТУУ «КПІ», 2009. – Ч. 1.: Вибір елементів електропостачальних систем на основі

REFERENCES

1. C57.143-2012. IEEE Guide for Application for Monitoring Equipment to Liquid-Immersed Transformers and Components. – 2012. – 83 p.

2. Zhyvodernykov S., Ovseannicov A., Russov V. Foreign experience of oil-filled equipment condition monitoring // Proceedings of the Fourth Scientific Workshop of the Public Council of the East Siberia and specialists on monitoring and diagnosis of transformer equipment electrical installations Belokuriha, 20-24 April 2009. – Novosibirsk, HTSRO, 2009. – P.7–22.

3. L. Kish. Transformers heating and cooling - M: Energy, 1980. - 208 p.

4. GOST 14209-97. Loading guide for oil-immersed power transformers. – Introdused in 01.01.2002. - 82 p.

5. 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.

6. D. Susa, M. Lehtonen, H. Nordman. Dynamic thermal modeling of power transformers // IEEE Trans. Power Del. – vol. 20, №. 1. – 2005. – P.197–204.

7. Montsinger V.M. Loading transformers by temperature // Trans.-Amer. Inst. elekctr. Eng. – 19(1930) – №3. – P. 776-790.

8. Denisenko M. Special issue of power supply. Selection of items of electricity supply systems based on stochastic modeling of processes occurring in them. – K.: NTU "KPI", 2009. – 288 p.

9. Denisenko M., Prytyskach I. Stochastic estima-

© Денисюк С. П., Притискач І. В., 2014

стохастичного моделювання процесів, що відбуваються в них. – 288 с.

9. Денисенко М.А., Притискач І.В. Стохастичне оцінювання навантажувальної здатності силових масляних трансформаторів // Промелектро. – 2011. – №1. – С. 25–31.

10. J. Fabre, A. Pichon. Deteriorating Processes and Products of Paper in Oil. Application to Transformers. – International Conference on Large High Voltage Electric System (C1GRE), Paris, France. – Paper 137. – 1960.

11. IEEE Std 62-1995, IEEE Guide for Diagnostic Field Testing of Electric Power Apparatus – Part 1: Oil Filled Power Transformers, Regulators and Reactors.

12. IEEE Std C57.106, Guide for Acceptance and Maintenance of Insulating Oil Equipment.

13. 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.

14. T. V. Oommen, Moisture equilibrium in paper-oil insulation systems // Proc. Electrical/Electronics Insulation Conf. – Chicago, IL. – 1983.

tion of power oil transformer loading capacity // Promelektro. - 2011. - №1. - p. 25-31.

10. J. Fabre, A. Pichon. Deteriorating Processes and Products of Paper in Oil. Application to Transformers. – International Conference on Large High Voltage Electric System (C1GRE), Paris, France. – Paper 137. – 1960.

11. IEEE Std 62-1995, IEEE Guide for Diagnostic Field Testing of Electric Power Apparatus – Part 1: Oil Filled Power Transformers, Regulators and Reactors.

12. IEEE Std C57.106, Guide for Acceptance and Maintenance of Insulating Oil Equipment.

13. 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.

14. T. V. Oommen, Moisture equilibrium in paper-oil insulation systems // Proc. Electrical/Electronics Insulation Conf. – Chicago, IL. – 1983.

Надійшла до друку 25.06.2014.

Внутрішній рецензент *Гетьман Г. К.*

Зовнішній рецензент *Денисюк С. П.*

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. 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. Для оцінки залишкового ресурсу та допустимості певних режимів навантаження в системах моніторингу запропоновано використовувати більш точні, порівняно з детермінованими, стохастичні моделі процесів у трансформаторі.

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

УДК 621.314.222.6.004

С. П. ДЕНИСЮК, И. В. ПРЫТЫСКАЧ (НТУУ «КПИ»)

Институт энергосбережения и энергоменеджмента, Национальный технический университет Украины «Киевский политехнический институт», 03056, Киев, ул. Борщаговская 115, тел .: (093) 750-13-90, эл. почта: prytyskach.ivan@gmail.com

ОЦЕНКА СОСТОЯНИЯ В СИСТЕМАХ МОНИТОРИНГА СИЛОВЫХ ТРАНСФОРМАТОРОВ ТЯГОВЫХ ПОДСТАНЦИЙ

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. 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. Для оценки остаточного ресурса и допустимости определенных режимов нагрузки в систе-мах мониторинга предложено использовать более точные, по сравнению с детерминирован-ными, стохастические модели процессов в трансформаторе.

© Денисюк С. П., Притискач І. В., 2014

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

Внутренний рецензент *Гетьман Г. К.* Внешний рецензент *Денисюк С. П.*

UDC 621.314.222.6.004

S. P. DENYSIUK, I. V. PRYTYSKACH (NTUU "KPI")

National Technical University of Ukraine «Kyiv Polytechnic Institute», 03056, Kyiv, Borschagivska st., 115, tel.: (093) 750-13-90, e-mail: prytyskach.ivan@gmail.com

CONDITION EVALUATION IN MONITORING SYSTEMS OF TRACTION SUBSTATIONS POWER TRANSFORMERS

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. 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. To assess the residual life and the admissibility of certain modes of load monitoring system is proposed to use a more accurate, compared to deterministic, stochastic models of processes in transformer.

Keywords: monitoring, power transformer, state assessment, electricity supply system, thermal model, load capacity, water content model.

Internal reviewer *Getman G. K.* External reviewer *Denisyuk S. P.*

© Денисюк С. П., Притискач І. В., 2014