

МОДЕЛЮВАННЯ СИЛОВИХ ТРАНСФОРМАТОРІВ ДЛЯ ВИЗНАЧЕННЯ ПОЛОЖЕННЯ НАЙБІЛЬШ НАГРІТОЇ ТОЧКИ ПРИ ЗМІНІ УМОВ ЕКСПЛУАТАЦІЇ

О. С. Яндутьський, В. І. Моссаковський

Національний технічний університет України «Київський політехнічний інститут імені Ігоря Сікорського»

ORCID: 0000-0002-0362-7947, 0000-0002-5096-5957

В статті описано проблему визначення розташування найбільш нагрітої точки на поверхні ізоляції обмоток силових оливних трансформаторів. Показано методику аналітичного визначення температури найбільш нагрітої точки, розглянуто фактори впливу на величину температури зазначеної точки. Для дослідів було обрано три трансформатори, потужність яких не перевищує 2500 кВА, з номінальною напругою до 35 кВ включно. Представлено результати розрахунків магнітної системи трансформаторів. Зазначені величини в поєднанні зі зміною навантаження окремих фаз та температурою оточуючого середовища слугували вхідними даними для імітаційної моделі. Використовуючи програмний вбудований інструментарій розміщення псевдодатчиків, здійснено дослідження та відображення переміщення найбільш нагрітої точки поверхнею ізоляції обмоток трансформатора. Показано, що і зміна температури оточуючого середовища, і зміна величина втрат потужності викликають переміщення точки. Показано, що визначальним фактором зміни положення точки з найбільшою температурою є навантажувальні втрати, виходячи із розподілення навантаження по фазах. Наявна інформація про місце розташування найбільш нагрітої точки може використовуватися під час поточних та профілактичних оглядів трансформаторів під час їх технічного обслуговування, особливо якщо мало місце тривале перевантаження.

Ключові слова: силовий оливний трансформатор, температура найбільш нагрітої точки, траєкторія руху, втрати потужності, індукція, магнітна система.

АКТУАЛЬНІСТЬ РОБОТИ. Режим та умови роботи силових трансформаторів є регламентованими та стандартизованими. Стандарти забезпечують визначення технічно обґрунтованих режимів навантаження силових трансформаторів з точки зору допустимих температур та термічного зношення,

навантажувальна здатність і здатність до перевантаження визначається температурою найбільш нагрітої точки на поверхні ізоляції обмоток трансформатора. Стандарти регламентують необхідність обчислення значення цієї температури з якомога найбільш можливою точністю [1-4].

Аналітично, тепловий стан силового оливного трансформатора, температуру найбільш нагрітої точки на поверхні обмотки, можливо визначати шляхом додавання до температури оточуючого середовища величини перевищення температури оливи над оточуючим середовищем та величини перевищення температури обмотки над температурою оливи [1 – 3]:

$$\theta_h = \theta_a + \Delta\theta_o + \Delta\theta_h, \quad (1)$$

де θ_h – температура найбільш нагрітої точки на поверхні обмотки (ТНТО), °С,

θ_a – температура оточуючого середовища, °С,

$\Delta\theta_o$ – перевищення температури оливи над оточуючим середовищем, °С,

$\Delta\theta_h$ – перевищення температури обмотки (найбільш нагрітої точки) над температурою оливи, °С [1, 2, 4].

В свою чергу, перевищення температури оливи над температурою оточуючого середовища визначається:

$$\begin{aligned} \Delta\theta_o &= \Delta\theta_{bo} \cdot \left(\frac{1 + \frac{\Delta P_{к.з.}}{\Delta P_{х.х.}} \cdot \left(\frac{I}{I_{НОМ}} \right)^2}{1 + \frac{\Delta P_{к.з.}}{\Delta P_{х.х.}}} \right)^x = \\ &= \Delta\theta_{bo} \cdot \left(\frac{1+R \cdot K^2}{1+R} \right)^x \end{aligned} \quad (2)$$

де $\Delta\theta_{bo}$ – перевищення температури оливи над температурою оточуючого середовища за номінального навантаження в нижніх шарах баку, °С,

x – показник степеня оливи.

Визначення величини перевищення температури обмотки над температурою оливи:

$$\Delta\theta_h = H \cdot g_r \cdot \left(\frac{I}{I_{НОМ}} \right)^y = \Delta\theta_{hr} \cdot K^y \quad (3)$$

де $\Delta\theta_{hr} = H \cdot g_r$ – градієнт ТНТО над температурою оливи у верхніх шарах баку, °С,

y – показник степеня обмотки,

H – емпіричний показник, температурний фактор найбільш нагрітої точки,

g_r – середнє перевищення температури обмотки над температурою оливи, °С [1, 2, 4].

Зазначені показники степеня оливи та обмотки набувають значень [1,2]:

$$x = \begin{cases} 0,8 - \text{ONAN до та понад } 2500 \text{ кВА, ONFF} \\ 1,0 - \text{OF, OD} \end{cases}$$

$$y = \begin{cases} 1,6 - \text{ONAN до } 2500 \text{ кВА} \\ 1,3 - \text{ONAN понад } 2500 \text{ кВА, ONAF, OF} \\ 2,0 - \text{OD} \end{cases}$$

Аналіз складових ТНТО показав, що розподіл температури оточуючого середовища поверхню баку трансформатора може бути нерівномірним, присутні локальні перегріву під дією прямих сонячних променів протягом доби. Потужність навантаження змінюється від мінімального значення вночі до максимального вдень, навантаження може бути несиметрично розподілене по фазах.

Станом на сьогодні існує проблема щодо надійних датчиків температури, які можуть бути розміщені всередині бака трансформатора на постійній основі і контролювати значення температури найбільш нагрітої точки ізоляції обмоток. А зазначені впливи температури та навантаження призводять до

зміни найбільш нагрітої точки свого розташування всередині баку, звідси випливає, що установка датчиків є малоефективною. Використання математичного апарату імітаційного моделювання є одним з варіантів вирішення завдання щодо визначення температури, місця розташування та відображення руху найбільш нагрітої точки.

Мета роботи - дослідити зміну положення найбільш нагрітої точки силових оливних трансформаторів шляхом імітаційного моделювання.

МАТЕРІАЛИ ДОСЛІДЖЕНЬ. Об'єктами дослідження обрано три типи трансформаторів розподільних електричних мереж, з системою охолодження ONAN, паспортні дані яких наведено в табл. 1 [5].

Таблиця 1 – Трансформатори для дослідів

Тип	Потужність, кВА	Номинальна напруга, кВ	Втрати, Вт		Струм х.х.	Напруга к.з.
			х.х.	к.з.		
ТМ-40/10	40	10	150	880	2,6	4,5
ТМ-160/10	160		510	2650	2,5	4,5
ТМ-1000/10	1000		1400	10800	1,7	5,5

Найбільш потужним джерелом теплоти є втрати потужності короткого замикання, які визначалися наступним чином (4):
де $I_{A\phi}$, $I_{B\phi}$, $I_{C\phi}$ – фазні струми сторони високої напруги (ВН), А,

$R_{A\phi}$, $R_{B\phi}$, $R_{C\phi}$ – опори фаз сторони ВН трансформатора, Ом,
 $I_{a\phi}$, $I_{b\phi}$, $I_{c\phi}$ – фазні струми сторони низької напруги (НН), А,
 $R_{a\phi}$, $R_{b\phi}$, $R_{c\phi}$ – опори фаз сторони НН трансформатора, Ом.

$$\Delta P_{к.з.} = I_{A\phi}^2 \cdot R_A + I_{B\phi}^2 \cdot R_B + I_{C\phi}^2 \cdot R_C + I_{a\phi}^2 \cdot R_a + I_{b\phi}^2 \cdot R_b + I_{c\phi}^2 \cdot R_c \quad (4)$$

Використавши зазначену в паспорті величину втрат потужності к.з., визначаються активні опори обмоток трансформатора.

Далі, разом із наявним розподілом струмів навантаження по фазах, обчислюється дійсне значення навантажувальних втрат у кожній обмотці кожної фази.

Наступним джерелом теплоти є втрати потужності холостого ходу в магнітній системі трансформатора. Магнітна система трифазного силового трансформатора складається з трьох стержнів, двох ярм, а також містить шість магнітних зазорів в місцях стику стержнів з ярмами. Втрати активної потужності в магнітній системі визначаються [6]:

$$P_{х.х.} = \sum_1^3 G_{c_i} \cdot p_{c_i} + \sum_1^2 G_{я_i} \cdot p_{я_i} + \sum_1^6 \Pi_{з_i} \cdot p_{з_i} \quad (5)$$

де G_c , $G_я$ – маса стержня та ярма, кг;
 $\Pi_з$ – площа магнітного зазору, м²;
 p_c , $p_я$, $p_з$ – питомі втрати на одиницю маси стержня, маси ярма та площі магнітного зазору відповідно, Вт/кг та Вт/м².

Питомі втрати залежать від марки сталі та індукції магнітної системи. В табл. 2. наведено деякі дані про питомі втрати для марок сталі, з яких виготовляють магнітні системи силових оливних трансформаторів [7, 8].

Таблиця 2 – Питомі втрати в сталі

В, Тл	р, Вт/кг				р _з , Вт/м ²	
	3404, 0,35 мм	3404, 0,3 мм	3405, 0,3 мм	М4Х, 0,28мм	одна пластин	дві пластини
1,50	1,100	1,030	0,970	0,890	570	850
1,52	1,134	1,070	1,004	0,926	585	878
1,54	1,168	1,110	1,038	0,962	600	906
1,56	1,207	1,150	1,074	1,000	615	934
1,58	1,251	1,190	1,112	1,040	630	962
1,60	1,295	1,230	1,150	1,080	645	990

Втрати визначаються індукцією магнітної системи. Рекомендована індукція в стержнях трансформаторів становить:

- 1,5 – 1,55 Тл за потужності трансформатора 25 – 100 кВА,
- 1,55 – 1,6 Тл за потужності трансформатора понад 160 кВА.

Для виконання моделювання необхідним було визначити поточне значення індукції, виходячи зі співвідношення:

$$B_c = \frac{U_{нн\phi}}{4,44 \cdot f \cdot \Pi_c \cdot \omega_{нн}} \quad (6)$$

де $U_{нн\phi}$ – поточний рівень напруги на стороні НН, В,
 f – частота, Гц,
 Π_c – переріз стержня магнітної системи, м²,
 $\omega_{нн}$ – кількість витків обмотки НН.
 Фактична величина втрат активної потужності в магнітній системі силового трансформатора визна-

чається поточним значенням індукції, яка залежить від фактичного рівня напруги на шинах трансформатора, а також визначається активним перерізом стержнів магнітопроводу та кількістю витків в обмотках. Таким чином виникла необхідність обчислити геометричні розміри магнітної системи та кількість витків [6]. Використання такого підходу дозволяє розподілити втрати потужності виходячи з експлуатаційних умов.

На рис. 1. представлено блок-схему виконання машинного розрахунку визначення розташування найбільш нагрітої точки.

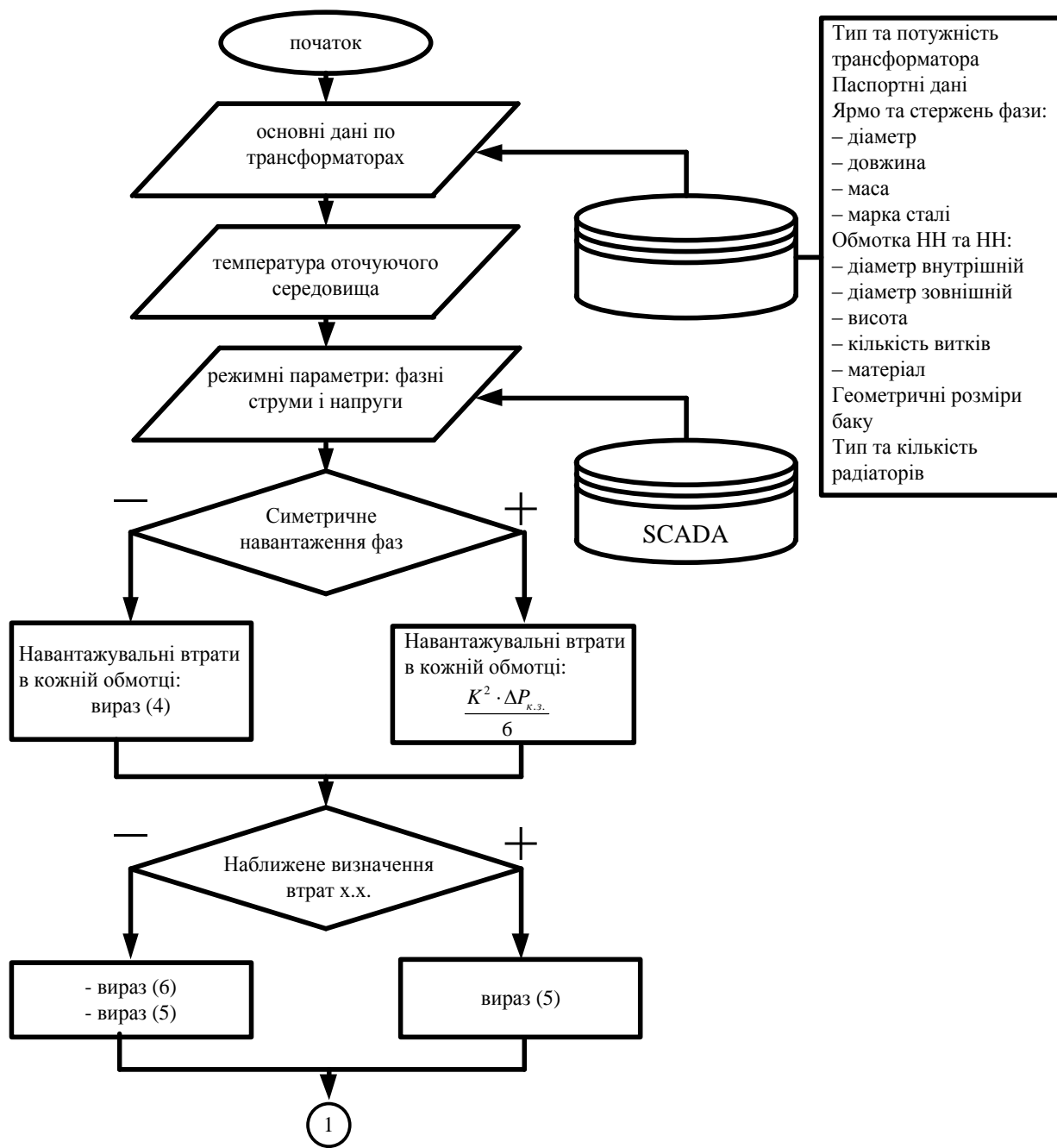


Рисунок 1 – Блок-схему розрахунку (початок)

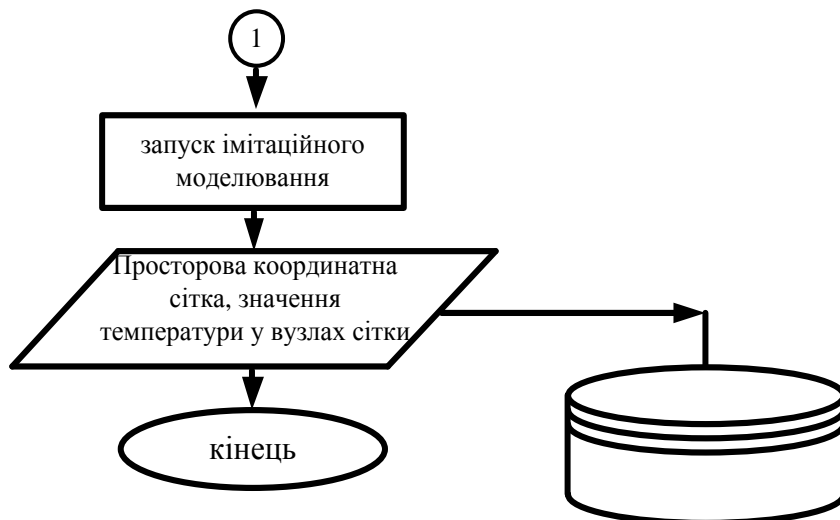


Рисунок 1 – Блок-схему розрахунку (продовження)

Дані для моделювання, на приклад ТМ-40/10, виходячи з зазначеної в паспорті інформації та результатів розрахунку в [6]: номінальні струми сторони ВН та НН 1,2 А та 57,7 А відповідно; активні опори сторони ВН та НН 33,27 Ом та 0,44 Ом відповідно; повний опір сторони НН 0,09 Ом; кількість витків обмотки НН становить 109 од.; діаметр стержнів магнітної системи 90 мм; номінальна індукція в магнітопроводі 1,5 Тл. За несиметричного навантаження фаз, коли одна фаза, нехай А, несе номінальне навантаження, фаза В перевантажена на 30% а фаза С недовантажена на 30% з виразу (4) отримано:

$$I_{A\phi}^2 \cdot R_A = 146,67 \text{ Вт},$$

$$I_{B\phi}^2 \cdot R_B = (\sqrt{3} \cdot 1,3 \cdot 1,21)^2 \cdot 33,27 = 247,87 \text{ Вт},$$

$$I_{C\phi}^2 \cdot R_C = 71,87 \text{ Вт}$$

В такий самий спосіб отримано значення втрат потужності для сторони НН, з урахуванням з'єднання обмоток Δ/Y .

$$I_{a\phi}^2 \cdot R_a = 57,7^2 \cdot 0,44 = 146,67 \text{ Вт},$$

$$I_{b\phi}^2 \cdot R_b = 247,87 \text{ Вт}, I_{c\phi}^2 \cdot R_c = 71,87 \text{ Вт}.$$

Дійсні значення фазних напруг сторони НН становлять: $U_{A\phi}=225,7 \text{ В}$, $U_{B\phi}=224,2 \text{ В}$, $U_{C\phi}=227,3 \text{ В}$.

За (6) індукція в стержні фази А становить: 1,47 Тл, звідки, виходячи з (5), втрати потужності у відповідному стержні становлять 25,54 Вт. Індукція в стержні фази В становить 1,46 Тл, що відповідає 21,38 Вт, для фази С зазначені величини 1,48 Тл та 25,95 Вт відповідно. Індукція в ярмі визначалася як середнє арифметичне значень індукції фаз А та С, звідки отримано 23,93 Вт втрат у кожному ярмі.

На рис. 2 наведено врахування та розподіл втрат потужності за несиметричного навантаження по фазах.

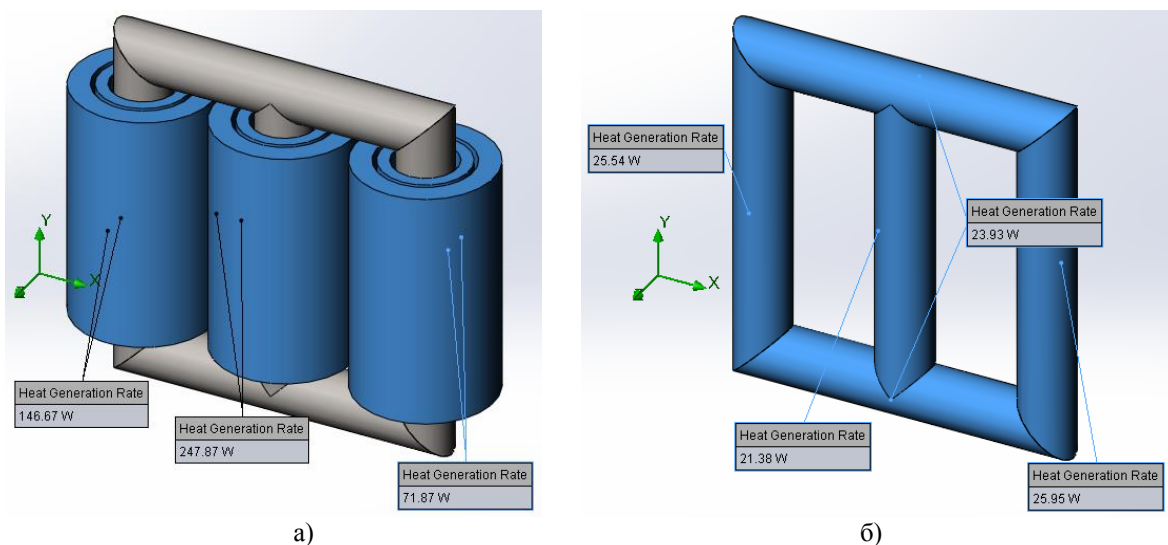
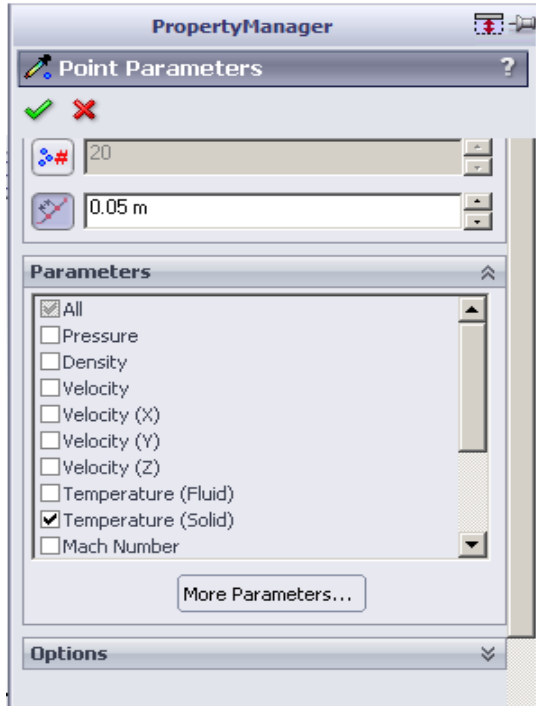


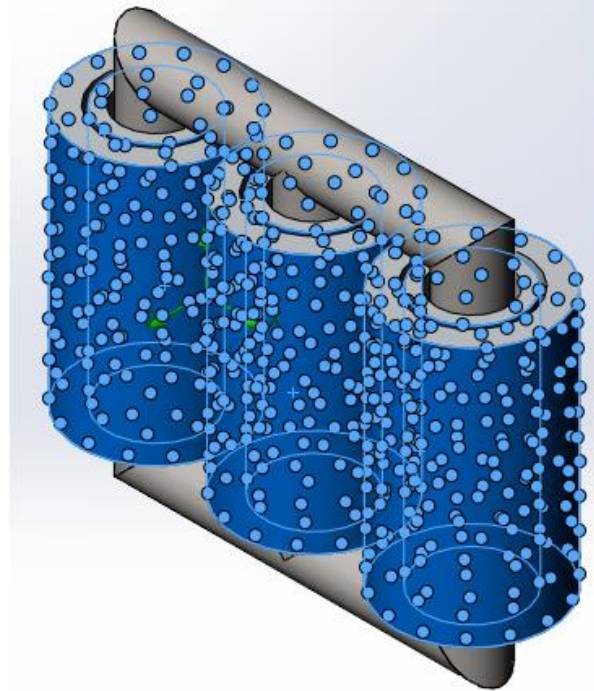
Рисунок 2 – Урахування втрат потужності в моделі для ТМ-40/10:
а – втрати к.з.; б – втрати х.х.

Як було зазначено вище, найбільш нагріта точка на поверхні ізоляції обмоток здійснює переміщення, що є однією з причин малоєфективного використання вбудованих датчиків. Натомість, програмний комплекс надає змогу представити поверхню обмоток псевдодатчиками, що дозволить виміряти тем-

пературу, визначити положення та відслідкувати рух найбільш нагрітої точки. На рис. 3а наведено власне інструментарій, а на рис. 3б розташування псевдодатчиків [9, 10].



а)



б)

Рисунок 3 – Псевдодатчики вимірювання необхідних параметрів: а – принцип розташування датчиків та параметр, що вимірюється; б – датчики на поверхнях обмоток

Розрахувавши втрати потужності від протікання струму навантаження за симетричного і несиметричного навантаження та втрати потужності холостого ходу в магнітній системі за тих же самих умов виконано дослідження зміни положення найбільш нагрітої точки та відслідковано її переміщення. При дослідженні прийнято, що несиметрія враховувалася наступним чином: фаза А мала номінальне фазне навантаження, фаза В мала 30% фазне перевантаження і фаза С мала 70% фазне навантаження.

На рис. 4 – 6 наведено зміну положення найбільш нагрітої точки в залежності від умов експлуатації. Умови позначено точками 1–6, де 1 – номінальне навантаження трансформатора, номінальні втрати х.х., температура середовища 20°C; 2 – номінальне навантаження трансформатора, втрати х.х. скореговані з урахуванням спаду напруги на опорі трансформатора, температура середовища 20°C; 3 – перевантаження фази середнього стержня на 30%, втрати х.х. скореговані з урахуванням спаду напруги на опорі трансформатора, температура середовища 20°C; 4 – перевантаження фази середнього стержня на 30%, втрати х.х. скореговані з урахуванням спаду напруги на опорі трансформатора,

температура середовища 0°C; 6 – перевантаження фази лівого стержня на 30%, втрати х.х. скореговані з урахуванням спаду напруги на опорі трансформатора, температура середовища 0°C.

Як видно з рисунків, на зміну умови експлуатації найбільш нагріта точка відповідає зміною свого положення. Якщо у випадку зміни температури оточуючого середовища чи втрат х.х. точка рухається поверхнею обмотки в межах окремої фази, то при зміні втрат к.з. точка може здійснити переміщення між фазами. Останнє особливо виражається за несиметричного розподілу навантаження по фазах.

Стандарти вказують на обмеження величини ТНТО до 98°C для звичайної паперової або 110°C для термічно вдосконаленої ізоляції [1, 2, 4]. Так, якщо мало місце перевищення ТНТО понад норми і вповодж експлуатації відслідковувалося переміщення такої точки, то такі дані варто зберегти для певних рекомендацій.

Наприклад, на час поточного ремонту трансформатора можна рекомендувати спеціалістам приділити підвищену увагу області на поверхні обмотки, де за результатами моделювання відображалася розташування зазначеної точки.

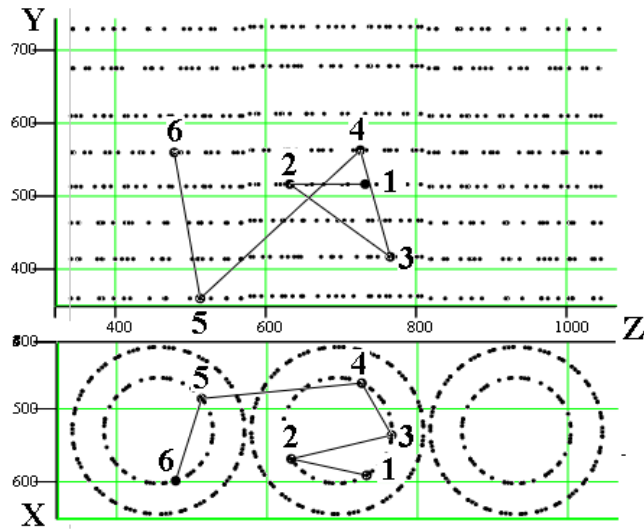


Рисунок 4 – Траекторія руху найбільш нагрітої точки в трансформаторі ТМ-40

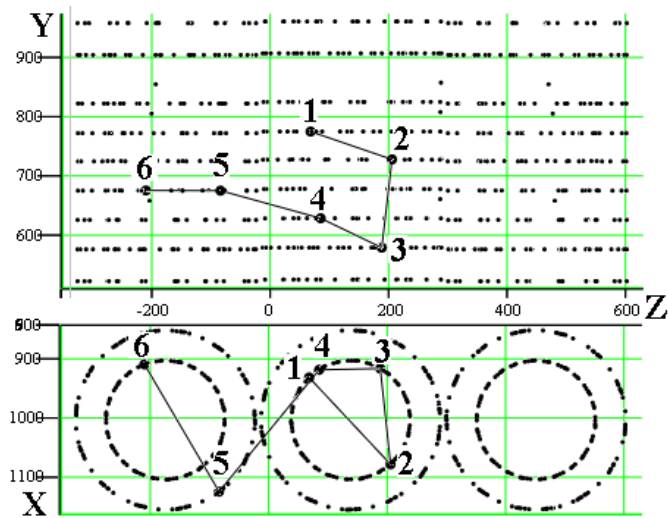


Рисунок 5 – Траекторія руху найбільш нагрітої точки в трансформаторі ТМ-160

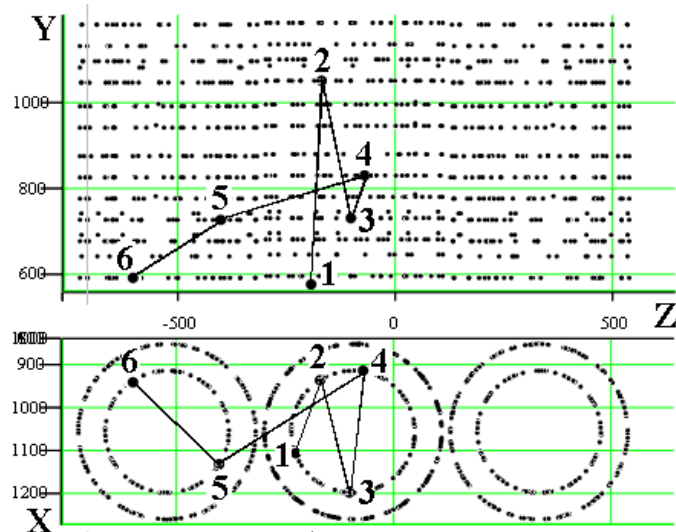


Рисунок 6 – Траекторія руху найбільш нагрітої точки в трансформаторі ТМ-1000

За час експлуатації трансформатора збираються дані щодо величини та тривалості як допустимого тривалого навантаження так і аварійного перевантаження, розподілу навантаження по фазах, рівнів фазної напруги сторін ВН та НН, погодних умов на деяких підстанціях.

Зазначені режимні параметри в поєднанні з погодними умовами слугують вхідними даними для визначення ТНТО, з використанням виразів (4), (6), (5), (1), та дослідження переміщення цієї точки.

Зазначений підхід щодо дослідження переміщення найбільш нагрітої точки не характеризується швидкістю при обчисленнях, отримати результат в режимі реального часу не є можливим. Через це моделювання варто здійснювати для раніше отриманих режимних параметрів, обраних в якості опорних точок, а результати зберегти та додати до вже існуючих статистичних даних.

ВИСНОВКИ. Дослідження проводилося на трансформаторах ТМ-40/10, ТМ-160/10 та ТМ-1000/10. Встановлено та продемонстровано факт переміщення найбільш нагрітої точки поверхнею ізоляції обмоток зазначених трансформаторів за різних умов експлуатації. Розглядалося шість умов експлуатації.

Так, за умови, позначеної як 1, найбільш нагріта точка знаходиться на поверхні обмотки НН середнього стержня. Зміна температури оточуючого середовища та корекція втрат х.х. по відношенню до поточного рівня завантаження фази, умови, позначені як 2 – 4, викликають переміщення найбільш нагрітої точки поверхнею обмотки НН фази середнього стержня. Визначальним фактором, що впливає на переміщення найбільш нагрітої точки, буде величина завантаження фази, умови, позначені як 3 (або 4) та 5 (або 6). Якщо має місце перевантаження окремої фази, то найбільш нагріта точка знаходиться на поверхні обмотки НН саме цієї перевантаженої фази.

Зібрані впродовж експлуатації режимні параметри та зафіксовані, за можливості, погодні умови, використовуються для визначення як величини

ТНТО, так і розташування цієї точки. Проте через невелику швидкість обчислення, інформація щодо розташування найбільш нагрітої точки слугує додатком.

Запропонований підхід визначення розташування найбільш нагрітої точки може дозволити надавати рекомендації щодо приділення додаткової уваги на предмет контролю стану ізоляції обмоток у зазначеній точці під час поточного ремонту чи післяаварійного огляду трансформатора.

ЛІТЕРАТУРА

1. ГОСТ 14209-97 (МЭК 354-91). Руководство по нагрузке силовых масляных трансформаторов
2. IEC 60076-7:2005. Power Transformers – Part 7: Loading guide for oil-immersed power transformers
3. IEEE C57.119-2018. IEEE Recommended Practice for Performing Temperature Rise Test on Liquid-Immersed Power Transformers at Load Beyond Nameplate Ratings
4. IEEE C57.91-2011. IEEE Guide for Loading Mineral-Oil-Immersed Transformers and Step-Voltage Regulators
5. Каталог трансформаторів. Електронний ресурс. Режим доступу: <http://atrans.in.ua/transformatoryi-tm-106-04-novyie/>
6. Обмотки трансформаторные, мощностью 25 – 1000 кВА. Електронний ресурс. Режим доступу: <http://transform74.ru/tr/607/384/>
7. Електротехнічна сталь. Властивості та застосування. Електронний ресурс. Режим доступу: https://metinvest-smc.com/ua/articles/elektrotekh_nichna-stal-vidi-vlastivosti-ta-zastosuvannya/
8. Тихомиров П. М. Расчет трансформаторов: Учеб. пособие для вузов. – 5-е изд., перераб. и доп. - М.: Энергоатомиздат, 1986. 528 с.: ил.
9. Шам Тику. Эффективная работа: SolidWorks 2004. СПб.: Питер, 2005. 768 с.: ил.
10. Алямовский А. А. SolidWorks Simulation. Как решать практические задачи. СПб: БХВ-Петербург, 2012. 448 с.: ил.

MODELLING OF THE POWER TRANSFORMERS TO THE DETERMINATION OF THE HOT-SPOT POINT POSITION UNDER THE DIFFERENT OPERATING CONDITIONS

O. Yandulskyi, V. Mossakovskiy

National Technical University of Ukraine "Igor Sikorsky Kyiv Polytechnic Institute"

ORCID: 0000-0002-0362-7947; 0000-0002-5096-5957

Purpose. Research of the position changing of the hot-spot point of the oil-immersed power transformers using simulation. **Methodology.** The theory and practice of calculation of power transformers, standardized mathematical models of calculation of the hot-spot point temperature and the mathematical modeling were used. **Results.** At Figures 4 - 6 under the number 1 indicate the initial conditions, namely the rated load of the transformer; eddy losses at rated load and 20 ° C ambient temperature. Under initial conditions, the hot-spot point is located on the surface of the low voltage winding at the middle leg. Ambient temperature changing and correction of eddy losses to the load factor of the each phase, numbers 2 - 4, cause the movement of the hot-spot point on the surface of this winding. The main factor that causes the movement of the hot-spot point is the load factor of each phase, numbers 3 or 4 and 5 or 6. If there is an overload of some phase, then the hot-spot point will be on the surface of the low voltage winding of this overloaded phase. **Originality.** According to the information obtained from [1-4] it is seen that the movement of the hot-spot point is not paid attention at all. For example, in [2] the position of this point is considered unchanged and already known. The results obtained from the research have shown that this provision is not true. **Practical value.** The obtained results is seen in the possibility of providing recommendations for paying additional attention to monitoring the insulation of windings at a certain point during the current maintenance or post-accident inspection of the transformer. Tracking data of the position of the hottest point should be stored, especially if the overheating in this point take place. **Conclusions.** The research was performed on transformers S13-MRL-40, S13-MRL-160 and S13-MRL-1000 with primary voltage

level 10 kV. The fact of movement of the hot-spot point on the insulation surface of the windings of these transformers under different operating conditions is established and demonstrated. Six operating conditions were considered. As can be seen from Figures 4 – 6, the hot-spot point responds to a change in operating conditions by changing its position. In case of the change in ambient temperature or eddy loss the point moves on the surface of the winding within a single phase. In case of the change in load losses, the point can move between phases. The movement of the point between the phases takes place under the load asymmetry.

Key words: oil-immersed power transformer, hot-spot point temperature, trajectory, power losses, induction, transformer core.

REFERENCES

1. IEC 354-91. Loading guide for oil-immersed power transformers
2. IEC 60076-7:2005. Power Transformers – Part 7: Loading guide for oil-immersed power transformers
3. IEEE C57.119-2018. IEEE Recommended Practice for Performing Temperature Rise Test on Liquid-Immersed Power Transformers at Load Beyond Nameplate Ratings
4. IEEE C57.91-2011. IEEE Guide for Loading Mineral-Oil-Immersed Transformers and Step-Voltage Regulators
5. Transformer catalog. Acces: <http://transform74.ru/tr/607/384/>
6. Transformer`s windings, rated power 25 – 1000 kVA. Acces: <http://transform74.ru/tr/607/384/>
7. Types, properties and application of the electrical steel. Acces: <https://metinvest-smc.com/ua/articles/elektrotekhnichna-stal-vidi-vlastivosti-ta-zastosuvannya/>
8. Tikhomirov, P. (2005), Calculation of transformers: Textbook. manual for universities. – 5th ed., Rev. and add. - M.: Energoatomizdat, 1986. 528 p.: ill.
9. Sham, Tickoo.(2005), SolidWorks for Designers 2004. SPb.: Peter, 2005. 768 p.: ill.
10. Alyamovsky, A. (2012), SolidWorks Simulation. How to solve application tasks. SPb.: BHV-Petersburg, 2012. 448 p.: ill.

Стаття надійшла 05.07.2021.