

Т. Д. МЕШКОВ, Д. О. ДАНИЛЬЧЕНКО, М. ВОЛЬТЕР

ДОСЛІДЖЕННЯ ТЕПЛООВОГО СТАНУ ТРАНСФОРМАТОРА В ЗАЛЕЖНОСТІ ВІД РЕЖИМУ РОБОТИ

Точний аналіз та передбачення теплового стану трансформатора в залежності від режиму роботи, наприклад, в холодну зиму з дефіцитом електроенергії, дозволяє ефективно планувати регулярні технічні обслуговування. В ході роботи було створено математичні моделі для аналізу теплового стану трансформатора, зокрема це моделі для знаходження температури верхніх шарів масла та найвищої температури на обмотці трансформатора. Проведено верифікацію даних математичних моделей шляхом порівняння з вже ідентифікованою моделлю-аналогом. Визначено, що розбіжність між результатами становить не більше ніж 7%. Встановлено, що на тепловий стан трансформатора температура навколишнього середовища впливає значно більше, ніж навантаження. Це пояснюється тим, що без випадків перенавантаження та аварійних ситуацій навантаження на трансформатор, залежно від пори року, змінюється не суттєво. Визначено, що найбільше зменшення строку та найвища температура на обмотці високої та низької напруги спостерігаються в серпні, що збігається з піком температури навколишнього середовища. Найнижча температура на обмотках, а також найнижче зменшення строку служби трансформатора спостерігаються в січні, що також корелює з найнижчими показниками температури навколишнього середовища. Визначено, що за таких умов експлуатації, враховуючи, що номінальний строк служби трансформатора становить 20 років, фактичний строк служби становитиме приблизно 90 років. Також встановлено, що взимку зменшення строку служби в 5 разів менше ніж влітку. Це дозволяє прогнозувати зниження потреби у технічному обслуговуванні в холодні місяці та більш інтенсивне технічне обслуговування влітку. Крім того, такі моделі дозволяють передбачати потенційні проблеми та аварійні ситуації, що може значно знизити ризики непередбачених відключень та підвищити надійність електропостачання. Регулярний моніторинг та аналіз теплового стану трансформатора дають можливість оперативно реагувати на зміни в умовах експлуатації та приймати своєчасні рішення щодо технічного обслуговування, що сприяє оптимізації витрат та підвищенню ефективності роботи електромереж.

Ключові слова: тепловий стан, трансформатор, пора року, строк служби, температура на обмотці.

T. MESHKOV, D. DANYLCHENKO, M. WOLTER

STUDY OF THE THERMAL STATE OF THE TRANSFORMER DEPENDING ON THE OPERATING MODE

Accurate analysis and prediction of the transformer's thermal condition depending on the operating mode, for example, in cold winters with a shortage of electricity, allows for effective planning of regular maintenance. In the course of the work, mathematical models were created to analyze the thermal state of the transformer, in particular, models for finding the temperature of the upper layers of oil and the highest temperature on the transformer winding. The data from these mathematical models were verified by comparing them with an already identified analog model. It was determined that the difference between the results is no more than 7%. It has been established that the thermal state of the transformer is influenced by the ambient temperature much more than by the load. This is due to the fact that without cases of overload and emergencies, the load on the transformer, depending on the season, does not change significantly. It has been determined that the highest time utilization and the highest temperature on the high and low voltage windings are observed in August, which coincides with the peak ambient temperature. The lowest temperature on the windings and the lowest life utilization of the transformer are observed in January, which also correlates with the lowest ambient temperature. It is determined that under such operating conditions, given that the nominal service life of the transformer is 20 years, the actual service life will be approximately 90 years. It was also found that the reduction in service life in winter is 5 times less than in summer. This allows us to predict a reduction in maintenance needs during the cold months and more intensive maintenance in the summer. In addition, such models can predict potential problems and emergencies, which can significantly reduce the risk of unforeseen outages and increase the reliability of power supply. Regular monitoring and analysis of the thermal condition of the transformer makes it possible to respond quickly to changes in operating conditions and make timely maintenance decisions, which helps to optimize costs and increase the efficiency of power grids.

Keywords: thermal condition, transformer, season, service life, winding temperature.

Вступ. Точний аналіз та передбачення теплового стану трансформатора дозволяє ефективно планувати регулярні технічні обслуговування, через можливість прогнозування строку служби [1]. В свою чергу вчасне обслуговування забезпечує безперебійну роботу. Також можливість прогнозувати тепловий стан, дозволяє передбачити перегрів трансформатора, що дозволить завчасно прийняти усі необхідні міри. Це все призведе до підвищення строку служби трансформатора.

Мета статті. Дослідження теплового стану та строку служби силових масляних трансформаторів залежно від режиму роботи в різні пори року.

Виклад основного матеріалу. Для моделювання та аналізу теплового стану трансформатора було створено математичні моделі для визначення температури верхніх шарів масла, а також на обмотці

трансформатора. Для математичної моделі верхніх шарів масла було використано 2 характеристики масла – теплоємність та теплопровідність. Ці характеристики фіксовані для певного обсягу масла. Для визначення даних параметрів електричні закони для визначення опору та ємності було переведено у термічний аналог [2]:

$$\begin{aligned} \theta &= q \times R; \\ q &= C \frac{d\theta}{dt}. \end{aligned} \quad (1)$$

де θ – температура, q – тепловиділення, R – термічний опір, C – теплоємність.

Моделювання температури верхніх шарів масла можливе за допомогою масляно-повітряної моделі трансформатора (рис. 1). На рис. 1 показано

© Т. Д. Мешков, Д. О. Данильченко, М. Вольтер, 2024

електричну еквівалентну теплову модель верхніх шарів масла трансформатора, тобто між поверхнею масла трансформатора та температурою навколишнього середовища, що оточує сталевий бак трансформатора [3].

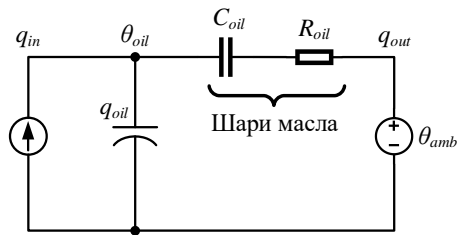


Рисунок 1 – Модель верхніх шарів масла

Скориставшись схемою на рис. 1 та рівнянням (1) було отримане рівняння, [3] за допомогою якого можна отримати, необхідну для знаходження температури гарячої точки, температуру масла:

$$q_{in} \times R_{oil} = C_{oil} \times R_{oil} \times \frac{d\theta_{oil}}{dt} + [\theta_{oil} - \theta_{amb}]^{\frac{1}{n}}, \quad (2)$$

де q_{in} – кількість теплоти, генерована загальними втратами,

- θ_{oil} – температура масла,
- C_{oil} – термічна ємкість масла,
- R_{oil} – термічний опір масла,
- n – нелінійна експонента.

Доповнивши дане рівняння більш детальним описом тепловиділення трансформатора було отримане наступне рівняння [4]:

$$\frac{I_{pu}^2 \times \beta + 1}{\beta + 1} \times [\Delta\theta_{oil-rated}]^{\frac{1}{n}} = \tau_{oil} \times \frac{d\theta_{oil}}{dt} + [\theta_{oil} - \theta_{amb}]^{\frac{1}{n}}, \quad (3)$$

де I_{pu} – сила струму на одиницю,
 β – відношення втрат короткого замикання та втрат холостого ходу [5],

- τ_{oil} – константа часу для верхніх шарів масла,
- $\Delta\theta_{oil-rated}$ – номінальне перевищення температури верхніх шарів масла над температурою навколишнього середовища.

Гарячі точки – це зосереджені локалізовані високотемпературні області обмотки трансформатора, які можуть бути результати сукупної активності вихрових струмів. Як і модель верхніх шарів масла, модель гарячої точки також була реалізована як простий RC-ланцюг для аналізу температури гарячої точки. Як джерело струму, що вводить тепло в систему, використовуються загальні втрати трансформатора на обмотці в місці гарячої точки. Тут показник ступеня, що визначає нелінійність буде m , тобто охолоджуюча рідина є маслом. Диференціальне рівняння, що представляє модель гарячої точки [6]:

$$\frac{I_{pu}^2 \times [1 + P_{EC-R(pu)}]}{1 + P_{EC-R(pu)}} \times [\Delta\theta_{hs-R}]^{\frac{1}{m}} =$$

$$= \tau_{hs} \frac{d\theta_{hs}}{dt} + [\theta_{hs} - \theta_{oil}]^{\frac{1}{m}}, \quad (4)$$

де $P_{EC-R(pu)}$ – номінальні втрати на вихрові струми у гарячій точці,

τ_{hs} – константа часу для обмотки у гарячій точці,

$\Delta\theta_{hs-R}$ – номінальне перевищення температури гарячої точки над температурою верхніх шарів масла [7],

I_{pu} – сила струму на одиницю,

m – нелінійна експонента,

θ_{hs} – температура гарячої точки,

θ_{oil} – температура верхніх шарів масла.

Через поточну ситуацію в енергосистемі України, отримати достовірні дані навантаження на трансформатор є надскладним завданням. Тому було прийнято рішення використовувати дані про навантаження для трансформатора, який розташований у Німеччині. Для дослідження були використано дані за 2023 рік (рис. 2).

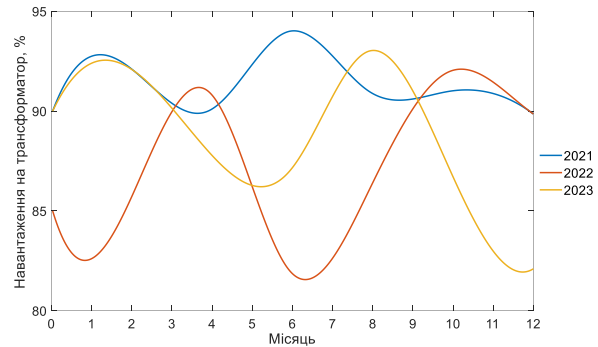


Рисунок 2 – Дані навантаження на трансформатор за 2021–2023 роки

Однією із основних змінних запропонованих математичних моделей є температура навколишнього середовища. Враховуючи розташування трансформатора було обрано дані по температурі для одного із найбільших міст Німеччини – Берліну (рис. 3).

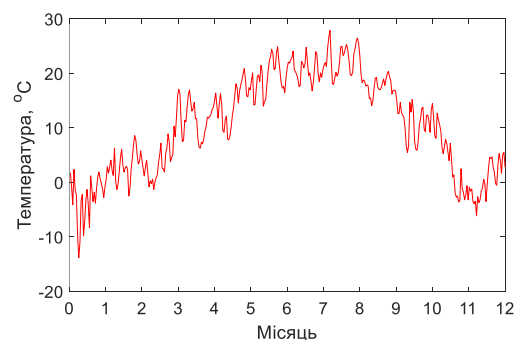


Рисунок 3 – Температура навколишнього середовища навколо трансформатора в Берліні

Для розрахунків було обрано 3 трансформатора різної потужності – низької (2500 кВА), середньої (80 МВА) та високої (400 МВА). Для кожного із трансформаторів враховано характеристики низької (НН) та високої напруги (ВН). Усі вхідні дані для моделей наведені у табл. 1.

Таблиця 1 – Вхідні дані для математичних моделей

Параметри трансформатора	Обмотка					
	НН		ВН		НН	
Потужність, кВА	80000		2500		400000	
Нелінійна експонента n	0,9		0,8		0,8	
Нелінійна експонента m	0,8		0,8		0,9	
Втрати холостого ходу ΔP_{xx} , Вт	24796		1041		65772	
Втрати короткого замикання $\Delta P_{kз}$, Вт	166435		16028		637100	
Загальні (сумарні) втрати ΔP_{tot} , Вт	191231		17069		702872	
Відношення втрат короткого замикання ($\Delta P_{kз}$) до втрат холостого ходу (ΔP_{xx}) β	6,71		15,39		9,68	
Вага масла m_{oil} , кг	34800		1090		96018	
Константа часу для верхніх шарів масла τ_{oil} , хв	179,24		88,27		149,50	
Різниця між температурою верхніх шарів масла і температурою навколишнього середовища $\Delta \theta_{oil-rated}$, °C	34,2		48		38	
Різниця між температурою гарячої точки і температурою навколишнього середовища $\Delta \theta_{hs-rated}$, °C	21	25,6	24,5	21,8	20,28	18,6
Втрати на вихрові потоки P_E , Вт	17340		1170		59778	
Константа часу для обмотки у гарячій точці τ_{hs} , хв	8	7	7,5	7,8	5,3	8,2

Використовуючи запропоновані математичні моделі для визначення температури верхніх шарів масла (3) та температури гарячої точки (4) було проведено розрахунки та визначено, що найбільша температура для усіх типів трансформаторів спостерігається в серпні (рис. 4).

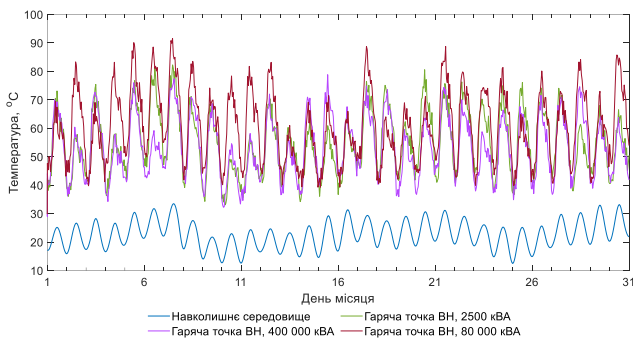


Рисунок 4 – Температура гарячої точки на обмотці ВН протягом серпня

В свою чергу найнижча температура на обмотці як високої так і низької напруги спостерігається в січні (рис. 5).

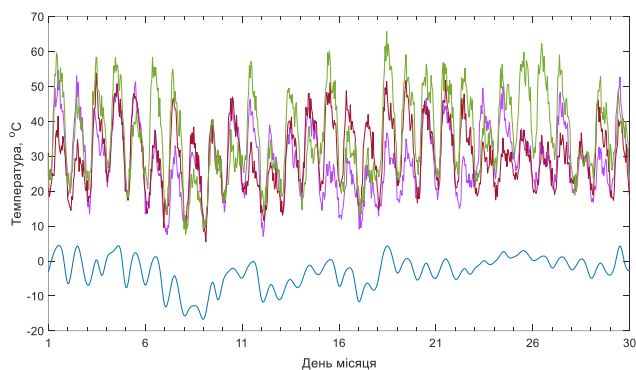


Рисунок 5 – Температура гарячої точки на обмотці ВН протягом січня

В обох випадках, максимум та мінімум температур на обмотці корелює з максимум та

мінімумом температури навколишнього середовища. Загальнорічні дані максимальної (рис. 6 а), середньої (рис. 6 б) та мінімальної (рис. 6 в) температури також вказують на те, що температура навколишнього середовища значно більше впливає на температуру на обмотці, аніж навантаження на трансформатор.

Строк служби залежить від температури на паперовій ізоляції, а вона, в свою чергу, залежить від максимальної температури на обмотці трансформатора (θ_{hs}). Для визначення строку служби на одиницю використовувалось наступне рівняння [8, 9]:

$$life_{pu} = 9.8 \times 10^{-18} e^{\left(\frac{15000}{\theta_{hs} + 273}\right)} \quad (5)$$

За допомогою перетворення рівняння (5) можна отримати формулу для знаходження прискорення старіння ізоляції трансформатора:

$$life_A = e^{\left(\frac{15000}{383} - \frac{15000}{\theta_{hs} + 273}\right)} \quad (6)$$

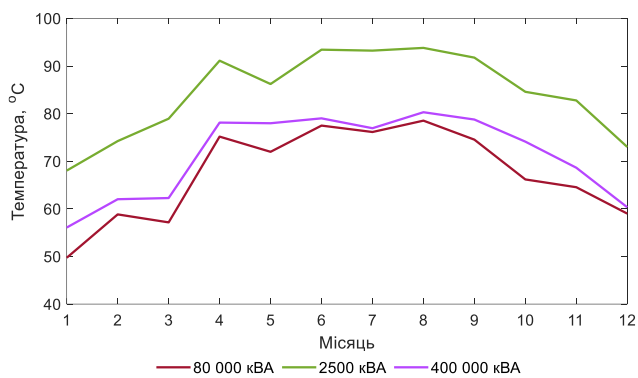
Втрата строку служби трансформатора за деякий проміжок часу при не постійній температурі гарячої точки визначається за допомогою рівняння:

$$life_t = \frac{\sum_{n=1}^N life_{A,n} \times \Delta t_n}{\sum_{n=1}^N \Delta t_n} \quad (7)$$

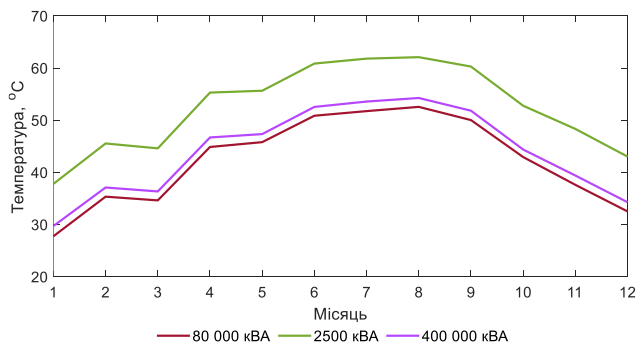
де n – індекс інтервалу часу,
 N – загальна кількість інтервалів часу,
 Δt_n – часовий інтервал,
 $life_{A,n}$ – прискорення старіння ізоляції в n інтервал часу.

Для визначення загальної втрати строку служби за певний період часу використовується наступна формула, де 180 000 годин – це номінальний строк служби ізоляції трансформатора, згідно IEEE C57.12 [10].

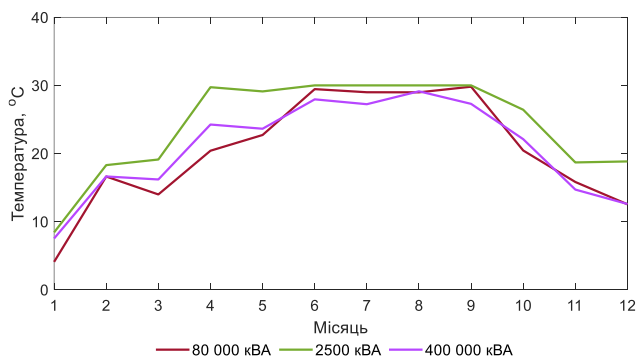
$$Loss [\%] = \frac{life_t \times t \times 100}{180000} \quad (8)$$



а



б



в

Рисунок 6 – Загальнорічні дані температури на обмотці:
а – максимальне значення; б – середнє значення;
в – мінімальне значення

Використовуючи дані проведених раніше розрахунків, було визначено втрату строку служби трансформатора (рис. 7). На рисунку видно, що як пік температури на обмотці, так і пік втрати строку служби співпадає з піком температури навколишнього середовища. Це означає, що максимальні втрати строку служби трансформатора спостерігаються під час найбільш жарких періодів року. За умов роботи, які враховуються в даних розрахунках, без перенавантажень, строк служби трансформатора становитиме приблизно 90 років. Це можна пояснити тим, що температура на обмотці трансформатора, хоча й досягає високих значень у літній період, все ж залишається нижчою за номінальну температуру, яка складає 110 °C [11]. Відповідно, трансформатор не перевищує допустимі межі нагрівання, що дозволяє зберегти його працездатність протягом довгого часу.

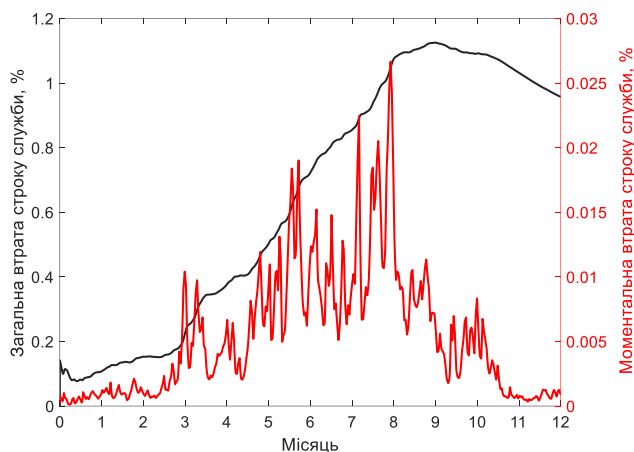


Рисунок 7 – Загальна втрата строку служби та моментальна втрата строку служби трансформатора

Додатково можна відзначити, що в серпні строк служби трансформатора зменшується в 5 разів швидше, ніж у січні. Це знову ж таки пов'язано з високими температурами навколишнього середовища в літній період, які призводять до більш інтенсивного нагрівання обмоток трансформатора. Зростання температури навколишнього середовища влітку створює умови для швидшого старіння ізоляційних матеріалів та збільшення навантаження на систему охолодження трансформатора.

Висновки. В роботі було детально досліджено тепловий стан трансформатора за різних умов протягом року. Для цього були створені математичні моделі, які є універсальними та підходять для усіх силових масляних трансформаторів. Проведені розрахунки теплового режиму для трансформаторів різної потужності протягом року дозволили отримати такі результати:

1. **Температурні коливання.** Визначено, що максимальна температура обмоток трансформатора спостерігається в серпні, тоді як мінімальна температура — в січні. Це пов'язано з сезонними змінами температури навколишнього середовища, що значно впливають на тепловий стан трансформатора.

2. **Втрата строку служби.** Було встановлено, що в літній період строк служби трансформатора зменшується приблизно в 5 разів швидше, ніж взимку. Це пояснюється тим, що висока температура навколишнього середовища влітку призводить до більш інтенсивного нагрівання обмоток, що прискорює процес старіння ізоляційних матеріалів та збільшує навантаження на систему охолодження трансформатора.

3. **Температурні режими та строк служби.** Хоча влітку температура обмоток досягає високих значень, вона все ж залишається нижче номінальної температури, яка складає 110 °C. Це дозволяє зберегти працездатність трансформатора протягом тривалого часу, і загальний строк його служби оцінюється приблизно в 90 років за умов, що враховувалися в даних розрахунках.

Список літератури

- Noah M. S., Shaltout A. A. Fault discrimination and protection of power transformers using voltage and current signals. *2014 IEEE International Energy Conference (ENERGYCON)*, Cavtat, Croatia, 13–16 May 2014. P. 254–261. DOI: <https://doi.org/10.1109/energycon.2014.6850437>.
- Temperature rises in an OFAF transformer at OFAN cooling mode in service / D. Susa et al. *IEEE Transactions on Power Delivery*. 2005. Vol. 20, no. 4. P. 2517–2525. DOI: <https://doi.org/10.1109/tpwr.2005.852284>.
- Dynamic thermal model for power transformers / M. Aslam et al. *IEEE Access*. 2021. Vol. 9. P. 71461–71469. DOI: <https://doi.org/10.1109/access.2021.3078759>.
- Susa D. Dynamic thermal modelling of power transformers : Doctoral Dissertation. Helsinki, 2005. 130 p. URL: <http://lib.tkk.fi/Diss/2005/isbn9512277425/>.
- Грабко В. В., Розводок М. П., Левицький С. М. Експериментальні дослідження електричних машин. Частина IV. Трансформатори : навчальний посібник. Вінниця : ВНТУ, 2009. 219 с.
- Swift G., Molinski T. S., Lehn W. A fundamental approach to transformer thermal modeling. I. Theory and equivalent circuit. *IEEE Transactions on Power Delivery*. 2001. Vol. 16, no. 2. P. 171–175. DOI: <https://doi.org/10.1109/61.915478>.
- Susa D., Lehtonen M., Nordman H. Dynamic thermal modelling of power transformers. *IEEE Transactions on Power Delivery*. 2005. Vol. 20, no. 1. P. 197–204. DOI: <https://doi.org/10.1109/tpwr.2004.835255>.
- Najdenkoski K., Rafajlovski G., Dimcev V. Thermal Aging of Distribution Transformers According to IEEE and IEC Standards. *2007 IEEE Power Engineering Society General Meeting*, Tampa, FL, USA, 24–28 June 2007. DOI: <https://doi.org/10.1109/pes.2007.385642>.
- IEEE Std C57.91-2011. IEEE guide for loading mineral-oil-immersed transformers and step-voltage regulators. На заміну IEEE Std C57.91-1995 ; чинний від 2012-03-07. Вид. офіц. 123 с. DOI: <https://doi.org/10.1109/IEEESTD.2012.6166928>.
- IEEE Std C57.12.00-2010. IEEE standard for general requirements for liquid-immersed distribution, power, and regulating transformers. На заміну IEEE Std C57.12.00-2006 ; чинний від 2010-09-10. Вид. офіц. 70 с. DOI: <https://doi.org/10.1109/IEEESTD.2010.5575268>.
- Transformer Insulation Classes. *TestGuy Electrical Testing Network*. URL: <https://wiki.testguy.net/t/transformer-insulation-classes/60> (дата звернення: 08.05.2024).
- M. S. Noah and A. A. Shaltout, “Fault discrimination and protection of power transformers using voltage and current signals”, in *2014 IEEE International Energy Conference (ENERGYCON)*, Cavtat, Croatia, May 13–16, 2014. pp. 254–261, doi: <https://doi.org/10.1109/energycon.2014.6850437>
- D. Susa, J. Palola, M. Lehtonen, and M. Hyvarinen, “Temperature rises in an OFAF transformer at OFAN cooling mode in service”, *IEEE Transactions on Power Delivery*, vol. 20, no. 4, pp. 2517–2525, Oct. 2005, doi: <https://doi.org/10.1109/tpwr.2005.852284>
- M. Aslam et al., “Dynamic thermal model for power transformers”, *IEEE Access*, vol. 9, pp. 71461–71469, 2021, doi: <https://doi.org/10.1109/access.2021.3078759>
- D. Susa, “Dynamic thermal modelling of power transformers”, Doctoral Dissertation, Helsinki Univ. Technol., Helsinki, 2005. [Online]. Available: <http://lib.tkk.fi/Diss/2005/isbn9512277425/>
- V. V. Hrabko, M. P. Rozvodiuk, and S. M. Levytskyi, *Eksperymentalni doslidzhennia elektrychnykh mashyn. Chastyna IV. Transformatory [Experimental studies of electric machines. Part IV. Transformers]*. Vinnytsia: VNTU, 2009. (in Ukrainian)
- G. Swift, T. S. Molinski, and W. Lehn, “A fundamental approach to transformer thermal modeling. I. Theory and equivalent circuit”, *IEEE Transactions on Power Delivery*, vol. 16, no. 2, pp. 171–175, Apr. 2001, doi: <https://doi.org/10.1109/61.915478>
- D. Susa, M. Lehtonen, and H. Nordman, “Dynamic thermal modelling of power transformers”, *IEEE Transactions on Power Delivery*, vol. 20, no. 1, pp. 197–204, Jan. 2005, doi: <https://doi.org/10.1109/tpwr.2004.835255>
- K. Najdenkoski, G. Rafajlovski, and V. Dimcev, “Thermal aging of distribution transformers according to IEEE and IEC standards”, in *2007 IEEE Power Engineering Society General Meeting*, Tampa, FL, USA, Jun. 24–28, 2007, doi: <https://doi.org/10.1109/pes.2007.385642>
- IEEE Guide for Loading Mineral-Oil-Immersed Transformers and Step-Voltage Regulators*, IEEE Std C57.91-2011, doi: <https://doi.org/10.1109/IEEESTD.2012.6166928>
- IEEE Standard for General Requirements for Liquid-Immersed Distribution, Power, and Regulating Transformers*, IEEE Std C57.12.00-2010, doi: <https://doi.org/10.1109/IEEESTD.2010.5575268>
- “Transformer Insulation Classes.” *TestGuy Electrical Testing Network*. Accessed: May 8, 2024. [Online]. Available: <https://wiki.testguy.net/t/transformer-insulation-classes/60>

References

Надійшла (received) 04.06.2024

Відомості про автора (-ів) / About the Author (-s)

Мешков Тимофій Денисович (Tymofii Meshkov) – учень 11 класу Комунального закладу «Харківський ліцей № 55 Харківської міської ради»; м. Харків, Україна; ORCID: <https://orcid.org/0009-0004-2026-7877>; e-mail: tymofey.meshkov@gmail.com.

Данильченко Дмитро Олексійович (Dmytro Danylchenko) – кандидат технічних наук, доцент, Національний технічний університет «Харківський політехнічний інститут», доцент кафедри передачі електричної енергії; м. Харків, Україна; ORCID: <https://orcid.org/0000-0001-7912-1849>; e-mail: dmytro.danylchenko@khpri.edu.ua.

Мартін Вольтер (Martin Wolter) – доктор технічних наук, професор, Університет Отто фон Геріке, завідувач кафедри електричних мереж та відновлюваних джерел енергії; м. Магдебург, Німеччина; ORCID: <https://orcid.org/0000-0003-0281-0501>; e-mail: martin.wolter@ovgu.de.