

ВРАХУВАННЯ ВПЛИВУ РЕЖИМІВ ЕКСПЛУАТАЦІЇ АВТОТРАНСФОРМАТРИВ 330 кВ ПРИ РОЗРОБЦІ МОДЕЛЕЙ ДЛЯ РАННЬОЇ ДІАГНОСТИКИ СТАНУ МАСЕЛ

Пономаренко С.Г.

*Національний технічний університет
«Харківський політехнічний інститут», м. Харків*

Інтенсивність старіння ізоляції силових трансформаторів і автотрансформаторів, а отже, і їхній залишковий ресурс суттєво відрізняється та залежить від цілої низки факторів [1]. Як показано в [2-3] для трансформаторів, що експлуатуються в одній кліматичній зоні, мають однотипні системи охолодження та захисту масла, одним з основних факторів, що впливають на інтенсивність старіння ізоляції, є значення коефіцієнтів завантаження. Для врахування впливу відмінностей у інтенсивності старіння ізоляції під час розробки моделей для ранньої діагностики трансформаторних масел запропоновано використовувати сімейство моделей множинної регресії [4], у якому кожна окрема регресійна модель навчалася за значеннями показників масел з обладнання з близькими значеннями коефіцієнтів завантаження. Використовуючи результати періодичних випробувань стану трансформаторних масел по 49 автотрансформаторах 330 кВ, а також розроблений у [4] алгоритм статистичного опрацювання даних було навчено 4 моделі:

$$\begin{aligned}\hat{t} &= 18,224 - 6,956 \cdot p_1 + 1,316 \cdot p_2 - 0,215 \cdot p_3 + 0,160 \cdot p_4 + 0,592 \cdot p_5 \\ \hat{t} &= 104,362 - 0,365 \cdot p_3 + 2,960 \cdot p_2 + 191,939 \cdot p_1 + 0,463 \cdot p_4 - 0,538 \cdot p_5, \\ \hat{t} &= 110,416 + 0,149 \cdot p_2 - 0,6 \cdot p_3 + 135,628 \cdot p_5 - 0,441 \cdot p_1 - 0,017 \cdot p_4 \\ \hat{t} &= 194,53 + 149,836 \cdot p_1 - 1,135 \cdot p_2 - 0,679 \cdot p_3 - 0,277 \cdot p_4 - 1,029 \cdot p_5\end{aligned}\tag{1}$$

де p_1 – вміст у маслі органічних кислот; p_2 – $\text{tg}\delta$ при 90°C ; p_3 – пробивна напруга; p_4 – вміст механічних домішок; p_5 – температура спалаху;

Похибка отриманих моделей не перевищує 0,41 року, що дає змогу їх використовувати для ранньої діагностики стану трансформаторних масел за комплексом ознак з урахуванням режимів експлуатації автотрансформаторів.

Література:

1. Shutenko O., Ponomarenko S. Analysis of the impact of power transformer loading on the transformer oil aging intensity. *2020 IEEE KhPI Week on Advanced Technology (KhPIWeek)*, Kharkiv, Ukraine, 5–10 October 2020. P. 76–81. DOI: <https://doi.org/10.1109/khpiweek51551.2020.9250159>.
2. Шутенко О. В. Исследование влияния загрузки трансформатора на состояние масла в процессе эксплуатации. *Вісник Національного технічного університету «ХПІ». Серія: Електроенергетика і перетворююча техніка*. 2004. № 22. С. 121–126.
3. Шутенко О. В. Исследование влияния режимов работы трансформаторов на интенсивность старения масла. *Енергетика та електрифікація*. 2008. № 8. С. 54–59.
4. Shutenko O., Ponomarenko S. Development of a multiple regression model for early diagnosis of transformer oil condition. *Arabian Journal for Science and Engineering*. 2022. Vol. 47, no. 11. P. 14119–14132. DOI: <https://doi.org/10.1007/s13369-021-06418-5>.