

О. С. КУЛИК

РОЗРОБКА МЕТОДУ ДЛЯ РОЗПІЗНАВАННЯ ТИПУ ДЕФЕКТУ ЗА РЕЗУЛЬТАТАМИ АНАЛІЗУ РОЗЧИНЕНИХ В МАСЛІ ГАЗІВ З ВИКОРИСТАННЯМ КОМПЛЕКСУ ДІАГНОСТИЧНИХ КРИТЕРІЇВ

Забезпечення надійного постачання електричної енергії як населенню, так і промисловості є основним завданням електроенергетики. Одним із факторів, який впливає на експлуатаційну надійність електроенергетичного обладнання, є старіння обладнання, яке спостерігається у кожній країні. Найбільш використовуваним серед неруйнівних методів діагностики стану високовольтного маслонаповненого обладнання є аналіз розчинених в маслі газів. Використовуючи значення відношень газів, відсотковий вміст газів, а також значення відношень газів до газу з максимальним вмістом, за допомогою більшості методів інтерпретації результатів аналізу розчинених в маслі газів можна розпізнавати дефекти електричного і термічного типу, а деякі метод дозволяють розпізнавати також і дефекти комбінованого типу. Однак достовірність розпізнавання дефектів різними методами стосовно одних і тих же даних суттєво відрізняється. Використання лише одного із діагностичних критеріїв для розпізнавання дефектів різного типу не завжди дозволяє поставити правильний діагноз. Таким чином питання розробки методу для розпізнавання типу дефекту за результатами аналізу розчинених в маслі газів з одночасним використанням комплексу діагностичних критеріїв є актуальним та має практичне значення. Оскільки значення діагностичних критеріїв у діагностичному просторі різняться для різних типів дефектів, то для розпізнавання доцільно використовувати детерміністські методи розпізнавання, зокрема методи розпізнавання за відстанню. Для розпізнавання типу дефекту запропоновано використовувати метод мінімальної відстані до множини, що дає змогу не тільки розпізнати тип дефекту, а й виявити однотипний об'єкт із найближчим газовмістом і з відомими причинами появи дефекту. Для практичної реалізації методу розроблено алгоритм, який ґрунтується на спільному використанні методу ключового газу та відношень характерних газів. Наведений приклад практичного використання розробленого методу показав його високу ефективність порівняно з наявними методами інтерпретації результатів аналізу розчинених в маслі газів.

Ключові слова: аналіз розчинених в маслі газів (АРГ), діагностичні критерії, розпізнавання дефектів, діагностична відстань, надійність розпізнавання.

О. S. KULYK

DEVELOPMENT OF A METHOD FOR RECOGNIZING THE TYPE OF DEFECT BASED ON THE RESULTS OF DISSOLVED GAS ANALYSIS USING A SET OF DIAGNOSTIC CRITERIA

Ensuring a reliable supply of electricity to both the households and industry is the main task of the power industry. One of the factors that affects the operational reliability of electric power equipment is the ageing of equipment, which is observed in every country. The most used among non-destructive methods of diagnosing the condition of high-voltage oil-filled equipment is the dissolved gas analysis. Using the values of gas ratios, gas percentages, as well as the values of gas ratios to the gas with the maximum content, most methods of interpreting the results of dissolved gas analysis can recognize electrical and thermal type defects, and some methods allow to recognize also combined type defects. However, the reliability of defect recognition by different methods for the same data is significantly different. The use of only one of the diagnostic criteria to recognize defects of different types does not always allow to make the correct diagnosis. Thus, the issue of developing a method for recognizing the type of defect based on the results of the dissolved gas analysis with the simultaneous use of a set of diagnostic criteria is relevant and has practical significance. Since the values of diagnostic criteria in the diagnostic space differ for different types of defects, it is advisable to use deterministic recognition methods, in particular distance recognition methods. To recognize the type of defect, it is proposed to use the method of minimum distance to the set, which allows not only to recognize the type of defect, but also to identify the same type of object with the closest gas content and with known causes of the defect. For the practical implementation of the method, an algorithm has been developed based on the joint use of the key gas method and the ratios of characteristic gases. The given example of practical use of the developed method showed its high efficiency in comparison with the existing methods of interpreting the results of the dissolved gas analysis.

Keywords: dissolved gas analysis (DGA), diagnostic criteria, recognition methods, diagnostic distance, recognition reliability.

Вступ. Забезпечення надійного постачання електричної енергії як населенню, так і промисловості є основним завданням електроенергетики. Ключову роль у цьому відіграють саме трансформатори, бо від надійності їх функціонування залежить вся інфраструктура будь-якої країни. Особливо гостро проблема надійного електропостачання постала під війни через безперервні ракетні удари по енергетичній інфраструктурі України, в першу чергу по підстанціям. Однак ще одним фактором, який впливає на експлуатаційну надійність електроенергетичного обладнання, є старіння обладнання, яке спостерігається у кожній країні. Замінити все застаріле обладнання є надзвичайно складним та дорогавартісним завданням, тому, на перший план, виходить завдання подовжити

термін експлуатації цього обладнання з поступовою його заміною. Найбільш використовуваним серед неруйнівних методів діагностики стану високовольтного маслонаповненого обладнання є аналіз розчинених в маслі газів (АРГ). Використовуючи значення відношень газів, відсотковий вміст газів, а також значення відношень газів до газу з максимальним вмістом, за допомогою більшості методів інтерпретації результатів АРГ можна розпізнавати дефекти електричного і термічного типу, а деякі метод дозволяють розпізнавати також і дефекти комбінованого типу. Однак достовірність розпізнавання дефектів різними методами стосовно одних і тих же даних суттєво відрізняється [1, 2]. У зв'язку з цим підвищення достовірності розпізнавання

© О. С. Кулик, 2022

дефектів за результатами АРГ є актуальним і практично значущим завданням.

Аналіз основних досягнень і літератури. За майже 50-річну історію розвитку та використання методу АРГ було створено близько 20 різних стандартів та методів з інтерпретації результатів АРГ [3–18], в яких використовується лише один із діагностичних критеріїв – або значення відношень газів, або значення відсоткового вмісту газів, або значення відношень газів до газу з максимальним вмістом. Як показано в [1, 2], використання лише одного із зазначених діагностичних критеріїв для розпізнавання дефектів різного типу не завжди дозволяє поставити правильний діагноз. На сьогодні досить поширеним є використання більш досконалого математичного апарату (наприклад, різного типу нейронних мереж [19, 20], векторних машин підтримки [21], нечіткої логіки [22] тощо). Однак, подібні удосконалені методи також використовують лише один із згаданих діагностичних критеріїв. В той же час в літературі майже не висвітлене питання використання відразу декількох діагностичних критеріїв, за винятком [23–32]. Таким чином питання розробки методу для розпізнавання типу дефекту за результатами АРГ з одночасним використанням комплексу діагностичних критеріїв є актуальним та має практичне значення.

Мета статті. Розробка методу для розпізнавання типу дефекту за результатами аналізу розчинених в маслі газів з використанням комплексу діагностичних критеріїв.

Обґрунтування та вибір методу розпізнавання.

Отримані в результаті статистичного опрацювання масиви [23–32] з близькими значеннями відношень газів, відсоткового вмісту газів і відношень газів до газу з максимальним вмістом можна розглядати як еталони, що відповідають дефектам різного типу. Це дає змогу виконувати розпізнавання типу дефектів за комплексом діагностичних ознак, тобто використовувати 16-вимірний діагностичний простір. Оскільки значення діагностичних критеріїв у діагностичному просторі різняться для різних типів дефектів, то для розпізнавання доцільно використовувати детерміністські методи розпізнавання, зокрема методи розпізнавання за відстанню. Використання цих методів передбачає наявність еталонів, тобто однотипних об'єктів, для яких відомі як діагнози, так і значення діагностичних критеріїв. Діагностований об'єкт відноситься до того еталона діагнозу, діагностична відстань до якого мінімальна. При цьому існує кілька підходів до завдання координат еталонів [32].

У **методі еталонів** віднесення пред'явленого для розпізнавання об'єкта до одного з n діагнозів (станів) відбувається за найменшою відстанню до еталона [32]. За еталон для діагнозу приймають типовий об'єкт, що має діагноз (рис. 1).

Найприродніший вибір еталона полягає у використанні середніх значень параметрів в області

діагнозу. Якщо відомі M_i об'єктів з діагнозом D_i , то як еталон діагнозу можна прийняти D_i :

$$a_i^* = \bar{a}_i = \frac{1}{M_i} \sum_{s=1}^{M_i} a_i^{(s)}, \quad (1)$$

де $a_i^{(s)}$ – об'єкт із діагнозом D_i (станом) (об'єкт зі встановленим, верифікованим діагнозом).

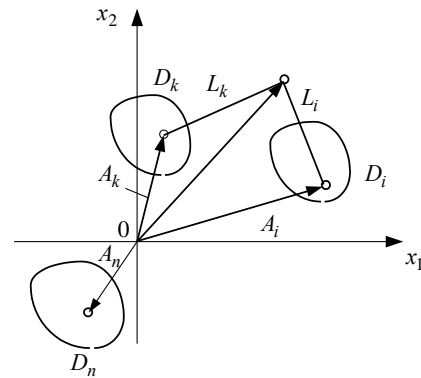


Рисунок 1 – Діагностика по відстані до еталона

Рівність (1) визначає еталон як центр ваги області діагнозу. Координати вектора a_i^* дорівнюють середнім значенням координат векторів.

Припустимо, що в просторі ознак використовується діагностична міра відстані L до еталонних точок $a_1^*, a_2^*, \dots, a_n^*$. Об'єкт x відносять до діагнозу D_i , якщо міра відстані між точками x, a_i^* мінімальна [32]:

$$x \in D_i, \text{ якщо } L_i = \min \quad (2)$$

або в іншій формі:

$$x \in D_i, \text{ якщо } L_i < L_k \quad (k = 1, 2, \dots, n; k \neq i). \quad (3)$$

У **методі діагностики за відстанню до множини** оцінюють відстань не від однієї точки – еталона, а відстань від точки x (об'єкта, пред'явленого для розпізнавання) до всіх точок множини з даним діагнозом (рис. 2) [32]. Відстань до множини оцінюється як середня. Використання розглянутого методу передбачає, що для кожного діагнозу є група зразків (об'єктів) зі встановленим діагнозом.

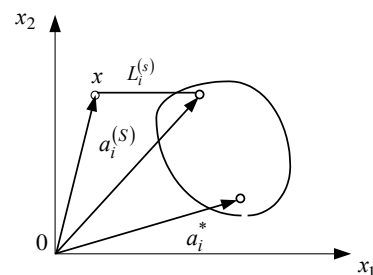


Рисунок 2 – Визначення відстані до множини

У **методі мінімальної відстані до множини** використовується мінімальна

відстань серед усіх відстаней від точки x до точок, що входять до групи діагнозу D_i :

$$L_i = \min_{a_i^s \in D_i} L_i^{(s)}. \quad (4)$$

Алгоритм розпізнавання полягає в наступному. Визначають відстань від точки x (об'єкта, пред'явленого для діагностики) до всіх точок, що входять в область даного діагнозу (точки навчальної групи), і «запам'ятовують» мінімальну відстань. Ухвалюється рішення:

$$x \in D_i, \text{ якщо } L_i \min \left(\min_{a_i^s \in D_i} \right) \quad (5)$$

$$(k = 1, 2, \dots, n; k \neq i)$$

або

$$L_i < L_k (k = 1, 2, \dots, n; k \neq i), \quad (6)$$

де $L_k = \min_{a_k^{(s)} \in D_k} L_k^{(s)}$ – мінімальна відстань до точок із діагнозом D_k .

Таким чином, рішення тут ухвалюють за близькістю до прецеденту, а не до всієї сукупності випадків із даним діагнозом.

Використання методу еталонів, тобто представлення еталонного об'єкта у вигляді точки, координатами якої є середні значення діагностичних критеріїв (значень відношень газів, відсоткового вмісту газів і відношень газів до газу з максимальним вмістом), нівелює природний дрейф значення цих критеріїв, що зумовлений індивідуальним характером розвитку дефекту в кожному окремому трансформаторі. Саме наявністю цього дрейфу зумовлено те, що значення діагностичних критеріїв варіюються в певних діапазонах. При цьому ймовірність реалізації значення діагностичних критеріїв усередині діапазону будуть відрізнятися.

Тому використання методу еталонів, а саме подання еталонного об'єкта у вигляді точки, координатами якої є середні значення діагностичних критеріїв, може призвести як до збільшення значення діагностичної відстані, так і, як наслідок, до зниження значення коефіцієнта розпізнавання, а в деяких випадках і до постановки хибних діагнозів.

Використання методу діагностики за відстанню до множини позбавлене цього недоліку, проте усереднення значень діагностичних відстаней до множини не дає змоги виділити із загальної сукупності даних однотипний об'єкт зі значеннями критеріїв, найближчими до значень критеріїв об'єкта, який діагностують, тим самим ускладнюючи визначення місця та характеру пошкодження.

У зв'язку з цим, для розпізнавання типу дефекту за комплексом діагностичних ознак найкращим оптимальним є використання методу мінімальної відстані до множини. Під час використання цього методу визначається значення діагностичної відстані між результатами АРГ діагностованого трансформатора і результатами АРГ трансформаторів з еталонних множин. Значення діагностичної відстані визначається за виразом (7).

У виразі (7) l – діагностична відстань; $[i]$ – значення діагностичних критеріїв для i -го трансформатора з еталонної множини; $*$ – значення діагностичних критеріїв для діагностованого трансформатора; $H_2, CH_4, C_2H_6, C_2H_4, C_2H_2$ – значення концентрації газів; A_{\max} – значення концентрації газу з максимальним вмістом; $H_2\%, CH_4\%, C_2H_6\%, C_2H_4\%, C_2H_2\%$ – значення відсоткового вмісту газів; v – міра відстані ($v = 2-3$).

Розробка процедури розпізнавання. Під час практичної реалізації цього методу виникає завдання, зумовлене необхідністю мінімізації числа обчислень за виразом (7). Очевидно, що у разі використання методу мінімальної відстані до множини кількість обчислених значень діагностичної відстані визначатиметься загальним обсягом вибірки, тобто необхідно розрахувати і проаналізувати N значень діагностичної відстані, що може викликати труднощі, адже N може бути від десятків до кількох тисяч значень.

Для мінімізації числа обчислень найприродніше використовувати фізичні особливості газовмісту масел в обладнанні з дефектами різного типу. Зокрема першим кроком до мінімізації є використання методу ключового газу, згідно з яким кожному газу, що має максимальний вміст, відповідає свій спектр дефектів. На рис. 3 наведено узагальнену та доповнену схему розпізнавання типу дефекту за методом ключового газу.

$$l = \left(\left| \left(\frac{CH_4}{H_2} \right)^{[i]} - \left(\frac{CH_4}{H_2} \right)^* \right|^v + \left| \left(\frac{C_2H_6}{CH_4} \right)^{[i]} - \left(\frac{C_2H_6}{CH_4} \right)^* \right|^v + \left| \left(\frac{C_2H_4}{C_2H_6} \right)^{[i]} - \left(\frac{C_2H_4}{C_2H_6} \right)^* \right|^v + \left| \left(\frac{C_2H_2}{CH_4} \right)^{[i]} - \left(\frac{C_2H_2}{CH_4} \right)^* \right|^v + \right. \\ \left. + \left| \left(\frac{C_2H_2}{C_2H_6} \right)^{[i]} - \left(\frac{C_2H_2}{C_2H_6} \right)^* \right|^v + \left| \left(\frac{C_2H_2}{C_2H_4} \right)^{[i]} - \left(\frac{C_2H_2}{C_2H_4} \right)^* \right|^v + \left| \left(\frac{H_2}{A_{\max}} \right)^{[i]} - \left(\frac{H_2}{A_{\max}} \right)^* \right|^v + \left| \left(\frac{CH_4}{A_{\max}} \right)^{[i]} - \left(\frac{CH_4}{A_{\max}} \right)^* \right|^v + \right. \\ \left. + \left| \left(\frac{C_2H_6}{A_{\max}} \right)^{[i]} - \left(\frac{C_2H_6}{A_{\max}} \right)^* \right|^v + \left| \left(\frac{C_2H_4}{A_{\max}} \right)^{[i]} - \left(\frac{C_2H_4}{A_{\max}} \right)^* \right|^v + \left| \left(\frac{C_2H_2}{A_{\max}} \right)^{[i]} - \left(\frac{C_2H_2}{A_{\max}} \right)^* \right|^v + |(H_2\%)^{[i]} - (H_2\%)^*|^v + \right. \\ \left. + |(CH_4\%)^{[i]} - (CH_4\%)^*|^v + |(C_2H_6\%)^{[i]} - (C_2H_6\%)^*|^v + |(C_2H_4\%)^{[i]} - (C_2H_4\%)^*|^v + \right. \\ \left. + |(C_2H_2\%)^{[i]} - (C_2H_2\%)^*|^v \right)^{\frac{1}{v}} \quad (7)$$

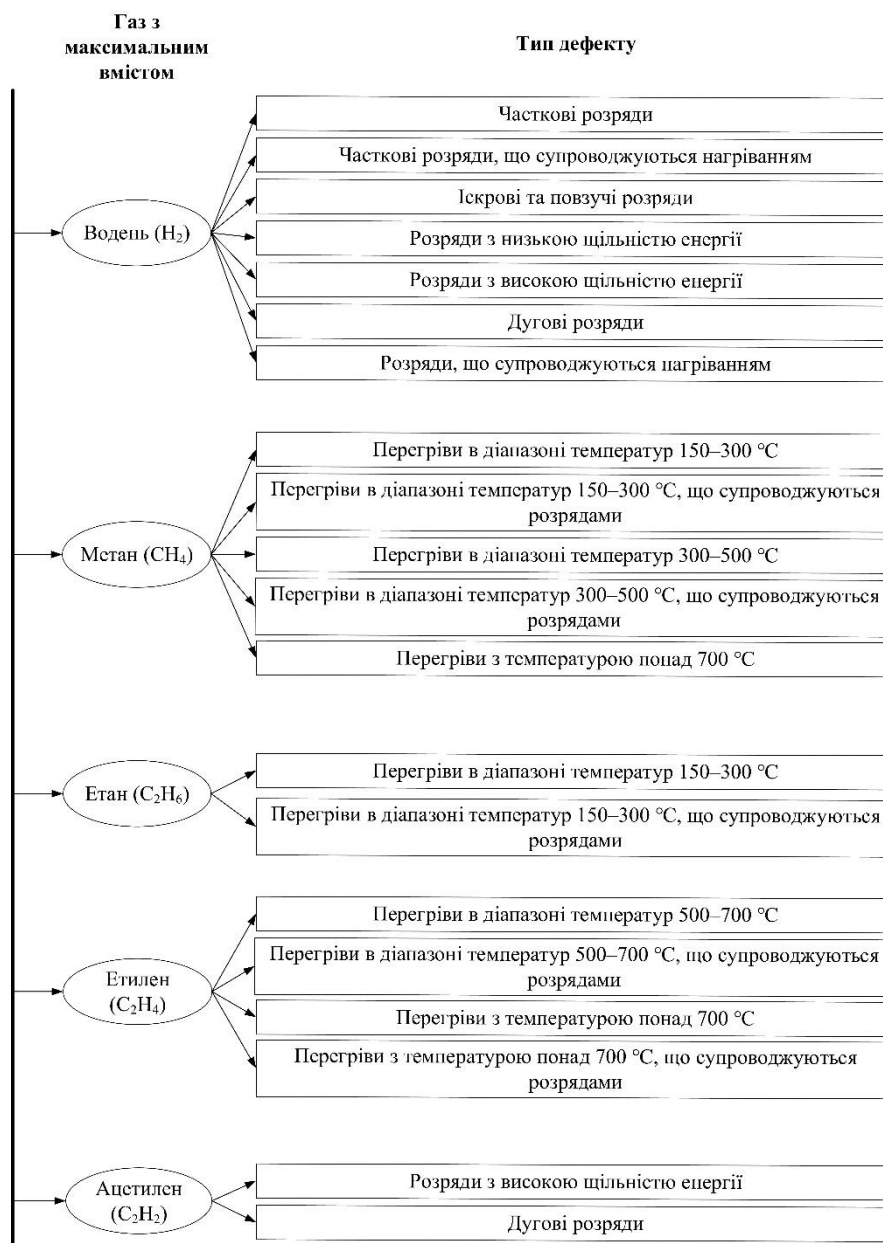


Рисунок 3 – Розподіл типів дефектів залежно від газу з максимальним вмістом

Цілком логічно, що подальшу мінімізацію кількості обчислень можна здійснити за рахунок попереднього оцінювання типу дефекту згідно з рис. 3. Для цих цілей отримані масиви з однорідними значеннями критеріїв (еталонні множини) нумеруються наскрізною нумерацією. Далі залежно від того, який газ у діагностованому трансформаторі має максимальний вміст, виконується попередня оцінка типу дефекту. Для цього запропоновано таку схему.

Якщо газом із максимальним вмістом є водень (H_2) або етилен (C_2H_4), то виконується розрахунок значень 3 відношень – CH_4/H_2 , C_2H_4/C_2H_6 і C_2H_2/C_2H_4 . А якщо газом із максимальним вмістом є метан (CH_4) або етан (C_2H_6) чи ацетилен (C_2H_2), то виконується розрахунок значень 2 відношень – C_2H_4/C_2H_6 і C_2H_2/C_2H_4 для метану, CH_4/H_2 і C_2H_2/C_2H_4 для етану, а також CH_4/H_2 і C_2H_4/C_2H_6 для ацетилену. Після

розглядаються можливі комбінації для визначення типу залежно від газу з максимальним вмістом. Наприклад, у табл. 1 наведено можливі комбінації для визначення типу дефектів, для яких газом із максимальним вмістом є етан.

Примітно, що під час використання комбінації методу ключового газу та відношень характерних газів для 3 газів із максимальним вмістом із 5 (метан, етан та ацетилен) для оцінки типу дефекту було використано тільки 2 відношення характерних газів, і тільки для тих дефектів, для яких газами з максимальним вмістом є водень та ацетилен, було використано 3 відношення характерних газів.

Таблиця 1 – Можливі комбінації для визначення типу дефектів, для яких газом із максимальним вмістом є етан

№	CH ₄ /H ₂	C ₂ H ₂ /C ₂ H ₄	Тип дефекту
1	>1	<0,1	Перегрів в діапазоні температур 150–300 °С
2	>1	0,1–1	Перегрів в діапазоні температур 150–300 °С, які супроводжуються розрядами
3	>1	>1	Перегрів в діапазоні температур 150–300 °С, які супроводжуються частковими розрядами
4	<1	<0,1	Перегрів в діапазоні температур 150–300 °С, які супроводжуються розрядами
5	<1	0,1–1	Перегрів в діапазоні температур 150–300 °С, які супроводжуються розрядами
6	<1	>1	Перегрів в діапазоні температур 150–300 °С, які супроводжуються розрядами

Приклад практичного використання розробленого методу. Як приклад практичного використання розробленого методу розглянемо діагностику блокового трансформатора 250 кВ, встановленого на гідроелектричній станції «Nelson River» у Північній Канаді [33, 34]. Даний трансформатор був виготовлений у 1977 р. У 1979 р. був відремонтований на заводі через виділення етилену, під час ремонту були виявлені пошкодження алюмінієвих екранів. Після цього даний трансформатор пропрацював до травня 1998 р. Як було встановлено причиною виходу з ладу стало пошкодження ізоляції, виткове замикання, наявність поверхневих розрядів на бар'єрах на обмотці високої напруги. Значення відсоткового вмісту газів та значення відношень газів, отримані зі значень концентрацій газів, визначених відразу після пошкодження, наведені в табл. 2.

Таблиця 2 – Відсотковий вміст газів та значення відношень газів у блоковому трансформаторі 250 кВ, встановленого на гідроелектричній станції «Nelson River»

Вміст газів, %					
H ₂	CH ₄	C ₂ H ₆	C ₂ H ₄	C ₂ H ₂	
13,76147	20,6422	50,45872	7,56881	7,56881	
Значення відношень газів					
CH ₄ H ₂	C ₂ H ₆ CH ₄	C ₂ H ₄ C ₂ H ₆	C ₂ H ₂ CH ₄	C ₂ H ₂ C ₂ H ₆	C ₂ H ₂ C ₂ H ₄
1,5	2,4444	0,15	0,3667	0,15	1

Як видно з таблиці, ключовим газом є етан, а значення відношень газів відповідають перегрівам у діапазоні температур 150–300 °С, які супроводжуються розрядами. У наявних методах для визначення типу дефектів за результатами АРГ відсутні критерії, відповідні подібним дефектам. Тому використання традиційних методів діагностики може призвести до постановки помилкових діагнозів. Нижче наведено типи дефекту, встановлені за допомогою різних стандартів та методик:

- ІЕС 60599 [3] – перегрів у діапазоні температур 150–300 °С;
- СОУ-Н ЕЕ 46.501:2006 [10] – перегрів у діапазоні температур 150–300 °С;

- метод Дорненбурга [5] – відмова від розпізнавання;
- метод Роджерса [4] – перегрів з температурою < 150 °С;
- метод MSS [8] – перегрів у діапазоні температур 150–300 °С;
- трикутник Дюваля 1 [12] – розряди з низькою щільністю енергії;
- трикутник Дюваля 4 [12] – відмова від розпізнавання;
- трикутник Дюваля 5 [12] – перегрів (< 250 °С);
- п'ятикутник Дюваля [7] – блукаюче газоутворення (< 200 °С);
- квадрат ЕТРА [11] – часткові розряди;
- метод номограм [6] – еталонна номограма відсутня.
- метод 3 відношень [9] – розряди з низькою щільністю енергії;
- метод 2 графічних форм [14] – розряди з низькою щільністю енергії;
- квадрат 4 газів [15] – перегрів у діапазоні температур 300–700 °С;
- комбінація 4 газових відношень [16] – перегрів у діапазоні температур 300–700 °С;
- трикутник Гауда [13] – розряди з високою щільністю енергії;
- комбінація 3 газових відношень [16] – розряди з низькою щільністю енергії;
- 4 газових відношення [17] – відмова від розпізнавання;
- п'ятикутник Мансура [18] – перегрів у діапазоні температур 150–300 °С.

Серед зазначених стандартів та методик розпізнавати дефекти комбінованого типу можуть лише методи MSS, номограм і 3 відношень, а також трикутник Дюваля 1 і трикутник Гауда.

Слід враховувати, що через різну швидкість розвитку електричних та термічних дефектів наслідки ухвалення рішення про наявність термічного дефекту замість комбінованого відрізняються від наслідків ухвалення рішення про наявність електричного дефекту замість комбінованого. Таким чином, при використанні традиційних методів для розпізнавання подібних дефектів у працюючому обладнанні призвело б до постановки помилкового діагнозу.

Проаналізувавши відсотковий вміст газів, значення відношень газів та відношення газів до газу з максимальним вмістом (номограму дефекту, рис. 4) для даного трансформатора можна побачити, що значення діагностичних критеріїв повністю відповідають перегрівам і розрядам [25].

Використання запропонованого методу дозволяє однозначно ідентифікувати тип дефекту, використовуючи комплекс діагностичних критеріїв з еталонних множин, у даному випадку із використання значень діагностичних критеріїв для вказаних дефектів. В результаті були отримані значення діагностичних відстаней між результатами АРГ діагностованого трансформатора і результатами АРГ

трансформаторів з еталонних множин. Для більшої інформативності результати відображені на рис. 5. Як еталон 1 позначено перегрів і розряди (дефект №5, [25]), а як еталон 2 – перегрів і розряди (дефект №9, [25]).

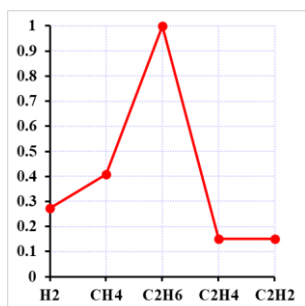


Рисунок 4 – Номограма дефекту блокового трансформатора 250 кВ, встановленого на гідроелектростанції «Nelson River»

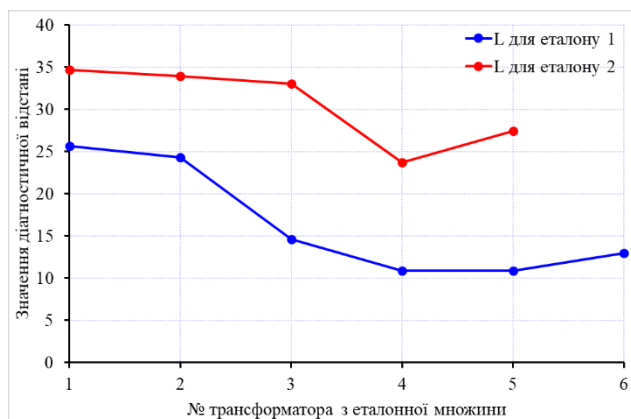


Рисунок 5 – Значення діагностичних відстаней між результатами АРГ діагностованого трансформатора і результатами АРГ трансформаторів з еталонних множин

Як видно з рисунку мінімальне значення діагностичної відстані спостерігається між результатами АРГ діагностованого трансформатора і результатами АРГ трансформаторів з еталонної множини 1, яка відповідає перегрівам і розрядам (дефект №5, [25]). Таким чином, як видно з наведеного прикладу, розроблений метод має високу ефективність розпізнавання типу дефекту порівняно з наявними методами інтерпретації АРГ.

Висновки. Уперше запропоновано метод розпізнавання типу дефекту за комплексом діагностичних критеріїв, а саме за значеннями відношень газів, відношень газів до газу з максимальним вмістом і відсотковим вмістом газів, що дає змогу повністю нівелювати суперечності між діагнозами, поставленими у разі використання кожного з цих критеріїв окремо. Для розпізнавання типу дефекту запропоновано використовувати метод мінімальної відстані до множини, що дає змогу не тільки розпізнати тип дефекту, а й виявити однотипний об'єкт із найближчим газовим вмістом і з відомими причинами появи дефекту, що, можливо, дасть змогу полегшити процес пошуку й усунення дефекту. Для практичної реалізації методу розроблено алгоритм, який ґрунтується на спільному використанні методу

ключового газу та відношень характерних газів, що дало змогу суттєво мінімізувати кількість обчислень. Наведений приклад практичного використання розробленого методу показав його високу ефективність порівняно з наявними методами інтерпретації АРГ.

Список літератури

- Shutenko O., Kulyk O. Comparative Analysis of the Defect Type Recognition Reliability in High-Voltage Power Transformers Using Different Methods of DGA Results Interpretation. 2020 *IEEE Problems of Automated Electrodrive. Theory and Practice (PAEP)*. Kremenchuk, Ukraine, 2020. P. 1–6. DOI: <https://doi.org/10.1109/PAEP49887.2020.9240911>.
- Shutenko O., Kulyk O. Comparative analysis of new methods for defect type recognition by dissolved gas analysis. 2022 *IEEE 3rd KhPI Week on Advanced Technology (KhPIWeek)*, Kharkiv, Ukraine, 3–7 October 2022. P. 1–6. DOI: <https://doi.org/10.1109/khpiweek57572.2022.9916319>.
- IEC 60599:2015. Mineral oil-filled electrical equipment in service – Guidance on the interpretation of dissolved and free gases analysis. Geneva, Switzerland: International Electrotechnical Commission, 2015. 78 p.
- Rogers R. R. IEEE and IEC Codes to Interpret Incipient faults in Transformers, Using Gas in Oil Analysis. *IEEE Transactions on Electrical Insulation*. 1978. Vol. EI-13, no. 5. P. 349–354. DOI: <https://doi.org/10.1109/TEI.1978.298141>.
- Dörnenburg E., Strittmater W. Monitoring Oil-Cooled Transformers by Gas Analysis. *Brown Boveri Review*. 1974. Vol. 61. P. 238–274.
- Kawamura T., Kawada N., Ando K., Yamaoka M., Maeda T., Takatsu T. Analyzing gases dissolved in oil and its application to maintenance of transformers. *International Conference on Large High Voltage Electric Systems*, Paris, 27 April – 4 September 1986.
- Cheim L., Duval M., Haider S. Combined Duval Pentagons: A Simplified Approach. *Energies*. 2020. Vol. 13, no. 11. P. 2859. DOI: <https://doi.org/10.3390/en13112859>.
- Müller R., Schliesing H., Soldner K. Die Beurteilung des Betriebszustandes von Transformatoren durch Gasanalyse. *Elektrizitätswirtschaft*. 1977. No. 76. P. 345–349.
- Gouda O. E., El-Hoshy S. H., E.L.-Tamaly H. H. Proposed three ratios technique for the interpretation of mineral oil transformers based dissolved gas analysis. *IET Generation, Transmission & Distribution*. 2018. Vol. 12, no. 11. P. 2650–2661. DOI: <https://doi.org/10.1049/iet-gtd.2017.1927>.
- СОУ-Н ЕЕ 46.501:2006. Діагностика маслонаповненого трансформаторного обладнання за результатами хроматографічного аналізу вільних газів, відібраних із газового реле, і газів, розчинених у ізоляційному маслі. Методичні вказівки. Київ: Міністерство палива та енергетики України, 2007. 91 с.
- Guideline for the refurbishment of Electric Power Transformers. *Electrical Cooperative Research Association*. 2009. Vol. 65, no. 1.
- Duval M. The Duval Triangle for load tap changers non-mineral oils and low temperature faults in transformers. *IEEE Electrical Insulation Magazine*. 2008. Vol. 24, no. 6. P. 22–29. DOI: <https://doi.org/10.1109/MEI.2008.4665347>.
- Gouda O. E., El-Hoshy S. H., E.L.-Tamaly H. H. Condition assessment of power transformers based on dissolved gas analysis. *IET Generation, Transmission & Distribution*. 2019. Vol. 13, no. 12. P. 2299–2310. DOI: <https://doi.org/10.1049/iet-gtd.2018.6168>.
- Emara M. M., Peppas G. D., Gonos I. F. Two Graphical Shapes Based on DGA for Power Transformer Fault Types Discrimination. *IEEE Transactions on Dielectrics and Electrical Insulation*. 2021. Vol. 28, no. 3. P. 981–987. DOI: <https://doi.org/10.1109/tdei.2021.009415>.
- Lee S.-j., Kim Y.-w., Seo H.-d. et al. New methods of DGA diagnosis using IEC TC 10 and related databases Part 2: application of relative content of fault gases. *IEEE Transactions on Dielectrics and Electrical Insulation*. 2013. Vol. 20, no. 2. P. 691–696. DOI: <https://doi.org/10.1109/tdei.2013.6508774>.
- Kim S.-w., Kim S.-j., Seo H.-d. et al. New methods of DGA diagnosis using IEC TC 10 and related databases Part 1: application of gas-ratio combinations. *IEEE Transactions on Dielectrics and Electrical Insulation*. 2013. Vol. 20, no. 2. P. 685–690. DOI: <https://doi.org/10.1109/tdei.2013.6508773>.

17. Internal defect diagnosis method of an oil immersed transformer through a dissolved gas composition ratio: patent 1020130074674 South Korea: G01R 31/02, G01R 31/12. no. 1020110142844; applied on 26.12.2011; published on 04.07.2013.
18. Mansour D.-E. A. Development of a new graphical technique for dissolved gas analysis in power transformers based on the five combustible gases. *IEEE Transactions on Dielectrics and Electrical Insulation*. 2015. Vol. 22, no. 5. P. 2507–2512. DOI: <https://doi.org/10.1109/tdei.2015.004999>.
19. Ahmadi S.-A., Sanaye-Pasand M. A Robust Multi-Layer Framework for Online Condition Assessment of Power Transformers. *IEEE Transactions on Power Delivery*. 2021. Vol. 37, no. 2. P. 947–954. DOI: <https://doi.org/10.1109/tpwr.2021.3074545>.
20. Zhou Y., Tao L., Yang X., Yang L. Novel probabilistic neural network models combined with dissolved gas analysis for fault diagnosis of oil-immersed power transformers. *ACS Omega*. 2021. Vol. 6, no. 28. P. 18084–18098. DOI: <https://doi.org/10.1021/acsomega.1c01878>.
21. Benmahamed Y., Kherif O., Teguar M., Boubakeur A., Ghoneim S. S. M. Accuracy improvement of transformer faults diagnostic based on DGA data using SVM-BA classifier. *Energies*. 2021. Vol. 14, no. 10. P. 2970. DOI: <https://doi.org/10.3390/en14102970>.
22. Poonnoy N., Suwanasri C., Suwanasri T. Failure Index and Fault Determination of Power Transformer Using Fuzzy Logic and Dissolved Gas Analysis. *International Electrical Engineering Transactions*. 2019. Vol. 5, no. 2. P. 39–43.
23. Kulyk O. S., Shutenko O. V. Analysis of gas content in oil-filled equipment with spark discharges and discharges with high energy density. *Transactions on Electrical and Electronic Materials*. 2019. Vol. 20, no. 5. P. 437–447. DOI: <https://doi.org/10.1007/s42341-019-00124-8>.
24. Shutenko O., Kulyk O. Analysis of Gas Content in Oil-Filled Equipment with Low Energy Density Discharges. *International Journal on Electrical Engineering & Informatics*. 2020. Vol. 12, no. 2. P. 258–277. DOI: <https://doi.org/10.15676/ijeei.2020.12.2.6>.
25. Shutenko O., Kulyk O. Recognition of Overheating with Temperatures of 150–300°C by Analysis of Dissolved Gases in Oil. *2020 IEEE 4th International Conference on Intelligent Energy and Power Systems (IEPS)*, Istanbul, Turkey, 7–11 September 2020. Istanbul, 2020. P. 71–76. DOI: <https://doi.org/10.1109/ieps51250.2020.9263145>.
26. Shutenko O., Kulyk O. Combined Defects Recognition in the Low and Medium Temperature Range by Results of Dissolved Gas Analysis. *2020 IEEE KhPI Week on Advanced Technology (KhPIWeek)*, Kharkiv, Ukraine, 5–10 October 2020. Kharkiv, 2020. P. 65–70. DOI: <https://doi.org/10.1109/khpiweek51551.2020.9250131>.
27. Shutenko O., Kulyk O. Diagnosis of oil-filled equipment with x-wax deposition based on dissolved gas analysis. *2021 IEEE 3rd Ukraine Conference on Electrical and Computer Engineering (UKRCON)*, Lviv, Ukraine, 26–28 August 2021. P. 1–6. DOI: <https://doi.org/10.1109/ukrcon53503.2021.9575623>.
28. Shutenko O., Kulyk O. Recognition of Mid-Temperature Overheating in High-Voltage Power Transformers by Dissolved Gas Analysis. *2021 IEEE 2nd KhPI Week on Advanced Technology (KhPIWeek)*. 2021. P. 401–406. DOI: <https://doi.org/10.1109/KhPIWeek53812.2021.9570059>.
29. Shutenko O., Kulyk O. Recognition of High-Temperature Overheating in High-Voltage Power Transformers by Dissolved Gas Analysis. *2021 IEEE International Conference on Modern Electrical and Energy Systems (MEES)*. 2021. P. 1–6. DOI: <https://doi.org/10.1109/MEES52427.2021.9598575>.
30. Shutenko O., Kulyk O. Recognition of low-temperature overheating in power transformers by dissolved gas analysis. *Electrical Engineering*. 2022. Vol. 104, no. 4. P. 2109–2121. DOI: <https://doi.org/10.1007/s00202-021-01465-5>.
31. Shutenko O., Kulyk O. Recognition of combined defects with high-temperature overheating based on the dissolved gas analysis. *Sādhanā*. 2022. Vol. 47, no. 3. P. 146. DOI: <https://doi.org/10.1007/s12046-022-01919-x>.
32. Биргер И. А. Техническая диагностика. Москва: Машиностроение, 1978. 240 с.
33. Шутенко О. В. Анализ графических образцов построенных по результатам хроматографического анализа растворенных в масле газов для высоковольтных силовых трансформаторов с различными типами дефектов. *Вісник Національного технічного університету «ХПІ»*. Серія: Енергетика: надійність та енергоефективність. 2017. № 31(1253). С. 97–121.
34. Shutenko O. Faults diagnostics of high-voltage equipment based on the analysis of the dynamics of changing of the content of gases. *Energetika*. 2018. Vol. 64, no. 1. P. 11–22. DOI: <https://doi.org/10.6001/energetika.v64i1.3724>.

References

- O. Shutenko and O. Kulyk, “Comparative analysis of the defect type recognition reliability in high-voltage power transformers using different methods of DGA results interpretation,” in *2020 IEEE Problems of Automated Electrodrive. Theory and Practice (PAEP)*, Kremenchuk, Ukraine, Sep. 21–25, 2020, pp. 1–6, doi: <https://doi.org/10.1109/paep49887.2020.9240911>.
- O. Shutenko and O. Kulyk, “Comparative analysis of new methods for defect type recognition by dissolved gas analysis,” in *2022 IEEE 3rd KhPI Week on Advanced Technology (KhPIWeek)*, Kharkiv, Ukraine, Oct. 3–7, 2022, pp. 1–6, doi: <https://doi.org/10.1109/khpiweek57572.2022.9916319>.
- Mineral oil-filled electrical equipment in service – Guidance on the interpretation of dissolved and free gases analysis*, IEC 60599:2015, 2015.
- R. R. Rogers, “IEEE and IEC codes to interpret incipient faults in transformers, using gas in oil analysis,” *IEEE Transactions on Electrical Insulation*, vol. EI-13, no. 5, pp. 349–354, Oct. 1978, doi: <https://doi.org/10.1109/TEI.1978.298141>.
- E. Dörnenburg and W. Strittmater, “Monitoring oil-cooled transformers by gas analysis,” *Brown Boveri Review*, vol. 61, pp. 238–274, 1974.
- T. Kawamura, N. Kawada, K. Ando, M. Yamaoka, T. Maeda, and T. Takatsu, “Analyzing gases dissolved in oil and its application to maintenance of transformers,” in *International Conference on Large High Voltage Electric Systems*, Paris, Apr. 27–Sep. 4, 1986.
- L. Cheim, M. Duval, and S. Haider, “Combined Duval Pentagons: A Simplified Approach,” *Energies*, vol. 13, no. 11, p. 2859, Jun. 2020, doi: <https://doi.org/10.3390/en13112859>.
- R. Müller, H. Schliesing, and K. Soldner, “Die Beurteilung des Betriebszustandes von Transformatoren durch Gasanalyse,” *Elektrizitätswirtschaft*, no. 76, pp. 345–349, 1977. (in German)
- O. E. Gouda, S. H. El-Hoshy, and H. H. E.L.-Tamaly, “Proposed three ratios technique for the interpretation of mineral oil transformers based dissolved gas analysis,” *IET Generation, Transmission & Distribution*, vol. 12, no. 11, pp. 2650–2661, Jun. 2018, doi: <https://doi.org/10.1049/iet-gtd.2017.1927>.
- Diagnostyka Maslonapovnenoho Transformatornoho Obladnannia Za Rezultatamy Khromatohrafichnoho Analizu Vilnykh Haziv. Vidibranykh Iz Hazovoho Rele, I Haziv, Rozchynenykh U Izoliatsiinomu Masli. Metodychni Vkazivky [Diagnosis of Oil-Filled Transformer Equipment by Chromatographic Analysis of Free Gases Sampled From the Gas Relay and Gases Dissolved in the Insulating Oil. Methodological Guidelines]*, SOU-N EE 46.501:2006, Naukovo-inzhenernyj centr “ZTZ-Servis” [Scientific and engineering centre “ZTZ-service”], Kyiv, 2007.
- “Guideline for the refurbishment of electric power transformers,” *Electrical Cooperative Research Association*, vol. 65, no. 1, 2009. (in Japanese)
- M. Duval, “The duval triangle for load tap changers, non-mineral oils and low temperature faults in transformers,” *IEEE Electrical Insulation Magazine*, vol. 24, no. 6, pp. 22–29, Nov. 2008, doi: <https://doi.org/10.1109/mei.2008.4665347>.
- O. E. Gouda, S. H. El-Hoshy, and H. H. E.L.-Tamaly, “Condition assessment of power transformers based on dissolved gas analysis,” *IET Generation, Transmission & Distribution*, vol. 13, no. 12, pp. 2299–2310, Jun. 2019, doi: <https://doi.org/10.1049/iet-gtd.2018.6168>.
- M. M. Emar, G. D. Peppas, and I. F. Gonos, “Two graphical shapes based on DGA for power transformer fault types discrimination,” *IEEE Transactions on Dielectrics and Electrical Insulation*, vol. 28, no. 3, pp. 981–987, Jun. 2021, doi: <https://doi.org/10.1109/tdei.2021.009415>.
- S.-j. Lee, Y.-m. Kim, H.-d. Seo, J.-r. Jung, H.-j. Yang, and M. Duval, “New methods of DGA diagnosis using IEC TC 10 and related databases Part 2: Application of relative content of fault gases,” *IEEE Transactions on Dielectrics and Electrical Insulation*, vol. 20, no. 2,

- pp. 691–696, Apr. 2013, doi: <https://doi.org/10.1109/tdei.2013.6508774>.
16. S.-w. Kim, S.-j. Kim, H.-d. Seo, J.-r. Jung, H.-j. Yang, and M. Duval, “New methods of DGA diagnosis using IEC TC 10 and related databases Part 1: Application of gas-ratio combinations,” *IEEE Transactions on Dielectrics and Electrical Insulation*, vol. 20, no. 2, pp. 685–690, Apr. 2013, doi: <https://doi.org/10.1109/tdei.2013.6508773>.
 17. S.-J. Kim, H.-D. Seo, and S.-W. Kim, “Internal defect diagnosis method of an oil immersed transformer through a dissolved gas composition ratio,” South Korean Patent 1020130074674, Jul. 4, 2013. (in Korean)
 18. D.-E. A. Mansour, “Development of a new graphical technique for dissolved gas analysis in power transformers based on the five combustible gases,” *IEEE Transactions on Dielectrics and Electrical Insulation*, vol. 22, no. 5, pp. 2507–2512, Oct. 2015, doi: <https://doi.org/10.1109/TDEI.2015.004999>.
 19. S.-A. Ahmadi and M. Sanaye-Pasand, “A robust multi-layer framework for online condition assessment of power transformers,” *IEEE Transactions on Power Delivery*, vol. 37, no. 2, pp. 947–954, Apr. 2022, doi: <https://doi.org/10.1109/TPWRD.2021.3074545>.
 20. Y. Zhou, L. Tao, X. Yang, and L. Yang, “Novel probabilistic neural network models combined with dissolved gas analysis for fault diagnosis of oil-immersed power transformers,” *ACS Omega*, vol. 6, no. 28, pp. 18084–18098, Jul. 2021, doi: <https://doi.org/10.1021/acsomega.1c01878>.
 21. Y. Benmahamed, O. Kherif, M. Teguair, A. Boubakeur, and S. S. M. Ghoneim, “Accuracy improvement of transformer faults diagnostic based on DGA data using SVM-BA classifier,” *Energies*, vol. 14, no. 10, May 2021, Art. no. 2970, doi: <https://doi.org/10.3390/en14102970>.
 22. N. Poonnoy, C. Suwanasri, and T. Suwanasri, “Failure index and fault determination of power transformer using fuzzy logic and dissolved gas analysis,” *International Electrical Engineering Transactions*, vol. 5, no. 2, pp. 39–43, 2019.
 23. O. S. Kulyk and O. V. Shutenko, “Analysis of gas content in oil-filled equipment with spark discharges and discharges with high energy density,” *Transactions on Electrical and Electronic Materials*, vol. 20, no. 5, pp. 437–447, Jul. 2019, doi: <https://doi.org/10.1007/s42341-019-00124-8>.
 24. O. Shutenko and O. Kulyk, “Analysis of gas content in oil-filled equipment with low energy density discharges,” *International Journal on Electrical Engineering and Informatics*, vol. 12, no. 2, pp. 258–277, Jun. 2020, doi: <https://doi.org/10.15676/ijeei.2020.12.2.6>.
 25. O. Shutenko and O. Kulyk, “Recognition of overheating with temperatures of 150–300°C by analysis of dissolved gases in oil,” in *2020 IEEE 4th International Conference on Intelligent Energy and Power Systems (IEPS)*, Istanbul, Turkey, Sep. 7–11, 2020, pp. 71–76, doi: <https://doi.org/10.1109/ieps51250.2020.9263145>.
 26. O. Shutenko and O. Kulyk, “Combined defects recognition in the low and medium temperature range by results of dissolved gas analysis,” in *2020 IEEE KhPI Week on Advanced Technology (KhPIWeek)*, Kharkiv, Ukraine, Oct. 5–10, 2020, pp. 65–70, doi: <https://doi.org/10.1109/khpiweek51551.2020.9250131>.
 27. O. Shutenko and O. Kulyk, “Diagnosis of oil-filled equipment with x-wax deposition based on dissolved gas analysis,” in *2021 IEEE 3rd Ukraine Conference on Electrical and Computer Engineering (UKRCON)*, Lviv, Ukraine, Aug. 26–28, 2021, pp. 1–6, doi: <https://doi.org/10.1109/ukrcon53503.2021.9575623>.
 28. O. Shutenko and O. Kulyk, “Recognition of mid-temperature overheating in high-voltage power transformers by dissolved gas analysis,” in *2021 IEEE 2nd KhPI Week on Advanced Technology (KhPIWeek)*, Kharkiv, Ukraine, Sep. 13–17, 2021, pp. 401–406, doi: <https://doi.org/10.1109/khpiweek53812.2021.9570059>.
 29. O. Shutenko and O. Kulyk, “Recognition of high-temperature overheating in high-voltage power transformers by dissolved gas analysis,” in *2021 IEEE International Conference on Modern Electrical and Energy Systems (MEES)*, Kremenchuk, Ukraine, Sep. 21–24, 2021, pp. 1–6, doi: <https://doi.org/10.1109/mees52427.2021.9598575>.
 30. O. Shutenko and O. Kulyk, “Recognition of low-temperature overheating in power transformers by dissolved gas analysis,” *Electrical Engineering*, vol. 104, no. 4, pp. 2109–2121, Jan. 2022, doi: <https://doi.org/10.1007/s00202-021-01465-5>.
 31. O. Shutenko and O. Kulyk, “Recognition of combined defects with high-temperature overheating based on the dissolved gas analysis,” *Sādhanā*, vol. 47, no. 3, Jul. 2022, Art. no. 14, doi: <https://doi.org/10.1007/s12046-022-01919-x>.
 32. I. A. Birger, *Tekhnicheskaja Diagnostika [Technical Diagnostics]*. Moscow: Mashinostroenie, 1978.
 33. O. V. Shutenko, “Analiz graficheskikh obrazov, postroyennykh po rezul'tatam KhARG dlya vysokovol'nykh silovykh transformatorov s razlichnymi tipami defektov [Analysis of graphical samples of gases constructed for chromatographic analysis of gases dissolved in oil for high-voltage power transformers with various types of defects],” *Bulletin of the National Technical University “KhPI”. Series: Energy: Reliability and Energy Efficiency*, no. 31 (1253), pp. 97–121, 2017.
 34. O. Shutenko, “Faults diagnostics of high-voltage equipment based on the analysis of the dynamics of changing of the content of gases,” *Energetika*, vol. 64, no. 1, Jul. 2018, p. 11–22, doi: <https://doi.org/10.6001/energetika.v64i1.3724>.

Надійшла (received) 12.12.2022

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

Кулик Олексій Сергійович (Oleksii Kulyk) – аспірант кафедри передачі електричної енергії, Національний технічний університет «Харківський політехнічний інститут»; м. Харків, Україна; ORCID: <https://orcid.org/0000-0003-2545-6314>; e-mail: oleksii.kulyk@ieee.khpi.edu.ua.