

**МІНІСТЕРСТВО ОСВІТИ І НАУКИ УКРАЇНИ
НАЦІОНАЛЬНИЙ УНІВЕРСИТЕТ ХАРЧОВИХ ТЕХНОЛОГІЙ**

Інститут (факультет) _____ **ННІТІ ім. акад. І.С. Гулого** _____
Кафедра _____ **Електропостачання і енергоменеджменту** _____

«До захисту в ЕК»
Директор інституту(декан факультету)

_____ (підпис) _____ (прізвище та ініціали)

« ___ » _____ 20__ р.

«До захисту допущено»
Завідувач кафедри

_____ (підпис) _____ (прізвище та ініціали)

« ___ » _____ 20__ р.

**КВАЛІФІКАЦІЙНА РОБОТА
НА ЗДОБУТТЯ ОСВІТНЬОГО СТУПЕНЯ БАКАЛАВРА**

зі спеціальності «Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка»

(код та назва спеціальності)

освітньо-професійної програми «Електротехніка та електротехнології»

на тему: «Проект трифазного силового трансформатора з природнім масляним охолодженням потужністю 100 кВ*А, схемою з'єднання обмоток з алюмінієвого проводу Y/Y – 0 та співвідношенням напруг 20 / 0,23 кВ та аналіз способів контролю стану ізоляції електричних машин.»

Виконав: здобувач 4 курсу, групи ЕЛ-4-4

Гажівський Максим Володимирович

(прізвище, ім'я, по батькові повністю)

(підпис)

Керівник Куєвда Валерій Петрович

(прізвище, ім'я та по батькові повністю)

(підпис)

Консультанти Сірик А.О.

(прізвище та ініціали)

(підпис)

_____ (прізвище та ініціали)

(підпис)

_____ (прізвище та ініціали)

(підпис)

Рецензент Масліков М.О.

(прізвище та ініціали)

(підпис)

Засвідчую, що в цій кваліфікаційній роботі немає запозичень із праць інших авторів без відповідних посилань.

Здобувач _____ (підпис)

Київ - 2020р.

6. Консультанти розділів проекту (роботи)

Розділ	Консультант	Підпис, дата	
		Завдання видав	Завдання прийняв
Охорона праці	Доц.кафедри ЕБ та ОП к.т.н Сірик А.О		

7. Дата видачі завдання 8 квітня 2020 року

КАЛЕНДАРНИЙ ПЛАН

№ п/п	Назва етапів виконання кваліфікаційного проекту (роботи)	Строк виконання етапів проекту (роботи)	Примітка
1	Отримання завдання на дипломне проектування	08.04.2020 р	
2	Визначення основних електричних величин трансформатора	20.04.2020 р	
3	Визначення основних розмірів трансформатора	25.04.2020 р	
4	Вибір типу та розрахунок обмоток трансформатора	27.04.2020 р	
5	Визначення параметрів короткого замикання	03.05.2020 р	
6	Розрахунок магнітної системи трансформатора	07.05.2020 р	
7	Тепловий розрахунок бака	10.05.2020 р	
8	Розрахунок робочих характеристик	15.05.2020 р	
9	Спеціальна частина	17.05.2020 р	
10	Охорона праці	19.05.2020 р	
11	Оформлення пояснювальної записки	20.05.2020 р	
12	Оформлення графічної роботи	25.05.2020 р	
13	Подання готової роботи для перевірки на плагіат	03.06.2020 р	
14			
15			
16			
17			

Здобувач

_____ (підпис)

_____ (прізвище та ініціали)

Керівник проекту (роботи)

_____ (підпис)

_____ (прізвище та ініціали)

Анотація

Гажівський М.В. «Проект трифазного силового трансформатора з природнім масляним охолодженням потужністю 100 кВ*А, схемою з'єднання обмоток з алюмінієвого проводу Y/Y – 0 та співвідношенням напруг 20 / 0,23 кВ та аналіз способів контролю стану ізоляції електричних машин.»

Кваліфікаційна робота на отримання освітньо-кваліфікаційного рівня «бакалавр», за спеціальністю 141 «Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка» - Національний університет харчових технологій. Київ, 2020.

Пояснювальна записка містить: 82 сторінки , 14 рисунків, 8 таблиць, 8 використаних джерел .

Об'єктом проектування є трифазний силовий трансформатор з природнім масляним охолодженням потужністю 100 кВ*А, схемою з'єднання обмоток з алюмінієвого проводу Y/Y – 0 та співвідношенням напруг 20 / 0,23 кВ.

Метою даної кваліфікаційної роботи є визначення основних електричних величин трансформатора, визначення його головних розмірів, вибір типу і розрахунок обмоток НН та ВН, визначення характеристик короткого замикання трансформатора (P_k, u_k), розрахунок його робочих характеристик, визначення втрат і струму холостого ходу , здійснення теплового розрахунку трансформатора з гофрованим баком, та аналіз способів контролю стану ізоляції електричних машин.

Робота складається із завдання на дипломний проект, вступу , дев'яти розділів, переліку використаної літератури та додатків у виді графічних робіт.

Ключові слова : номінальна потужність, графік навантаження, магнітна система, коефіцієнт використання, активна потужність, струм, первинна обмотка, вторинна обмотка, навантаження, ізоляція, трансформатор.

Аннотация

Гаживский М.В. «Проект трехфазного силового трансформатора с естественным масляным охлаждением мощностью 100 кВ * А, схемой соединения обмоток из алюминиевого провода Y / Y - 0 , соотношением напряжений 20 / 0,23 кВ и анализ способов контроля состояния изоляции электрических машин.»

Квалификационная работа на получение образовательного уровня «бакалавр» по специальности 141 «Электроэнергетика, электротехника и электромеханика» - Национальный университет пищевых технологий. Киев, 2020.

Пояснительная записка содержит 82 страницы, 14 рисунков, 8 таблиц, 8 использованных источников.

Объектом проектирования является трехфазный силовой трансформатор с естественным масляным охлаждением мощностью 100 кВ * А, схемой соединения обмоток из алюминиевого провода Y / Y - 0 и соотношением напряжений 20 / 0,23 кВ.

Целью данной квалификационной работы является определение основных электрических величин трансформатора, определение его основных размеров, выбор типа и расчет обмоток НН и ВН, определения характеристик короткого замыкания трансформатора (P_k , u_k), расчет его рабочих характеристик, определение потерь и тока холостого хода, осуществления теплового расчета трансформатора с гофрированным баком, и анализ способов контроля состояния изоляции электрических машин.

Работа состоит из задания на дипломный проект, введения, девяти глав, списка использованной литературы и приложений в виде графических работ.

Ключевые слова: номинальная мощность, график нагрузки, магнитная система, коэффициент использования, активная мощность, ток, первичная обмотка, вторичная обмотка, нагрузки, изоляция, трансформатор.

Abstract

Gazhivsky M.V. "Design of a three-phase power transformer with natural oil cooling with a capacity of 100 kV * A, connection diagram of windings made of aluminum wire Y / Y - 0 and voltage ratio 20 / 0.23 kV and analysis of methods for monitoring the insulation of electrical machines."

Qualification work for obtaining the educational and qualification level "bachelor", specialty 141 "Power engineering, electrical engineering and electromechanics" - National University of Food Technologies. Kyiv, 2020.

The explanatory note contains: 82 pages, 14 figures, 8 tables, 8 sources used.

The object of design is a three-phase power transformer with natural oil cooling with a capacity of 100 kV * A, the connection scheme of windings made of aluminum wire Y / Y - 0 and a voltage ratio of 20 / 0.23 kV.

The purpose of this qualification work is to determine the main electrical quantities of the transformer, determine its main dimensions, select the type and calculation of LV and HV windings, determine the characteristics of the short circuit of the transformer (P_K , u_K), calculate its performance, determine the loss and no-load current. calculation of the transformer with a corrugated tank, and the analysis of ways of control of a condition of isolation of electric machines.

The work consists of a thesis project, introduction, nine sections, a list of references and appendices in the form of graphic works.

Key words: rated power, load schedule, magnetic system, utilization factor, active power, current, primary winding, secondary winding, load, insulation, transformer.

ЗМІСТ

Аркуш

Завдання до дипломного проекту	8
Вступ	9
1. Визначення основних електричних величин головних розмірів трансформатора.....	11
2. Визначення основних розмірів трансформатора.....	14
3. Вибір типу та розрахунок обмоток трансформатора.....	19
4. Визначення параметрів короткого замикання.....	27
5. Розрахунок магнітної системи трансформатора.....	33
6. Тепловий розрахунок бака.....	40
7. Розрахунок робочих характеристик.....	47
8. Спец. питання.....	50
10. Розділ з охорони праці.....	70
Перелік джерел.....	86

Завдання на дипломний проект

Розрахувати трансформатор ТМ – 100/20 за такими даними:

трансформатор трифазний, тристержневий, з природним масляним охолодженням;

повна номінальна потужність трансформатора $S_N = 100 \text{ кВ} \cdot \text{А}$;

число фаз $m = 3$;

номінальна частота $f_N = 50 \text{ Гц}$;

номінальна (лінійна) напруга обмотки вищої напруги (ВН) $U_2 = 20 \text{ кВ}$;

номінальна (лінійна) напруга обмотки нижчої напруги (НН) $U_1 = 0,23 \text{ кВ}$;

напруга короткого замикання $u_k = 4,5 \%$;

втрати короткого замикання $P_k = 1,97 \text{ кВт}$;

втрати холостого ходу $P_x = 0,465 \text{ кВт}$;

струм холостого ходу $i_0 = 2,6 \%$.

Регулювання напруги – ПБЗ $\pm 2,5 \%$, $\pm 5,0 \%$.

Схема та група з'єднання обмоток – Y/Y-0.

Матеріал обмоток – алюмінієвий провід.

Осердя – холодокатана сталь марки 3404 або 3405.

Встановлення – зовнішнє.

Режим роботи – довготривалий.

ВСТУП

Силові трансформатори мають найбільше застосування в електротехнічному обладнанні, а також в енергетичних системах передачі та розподілення електроенергії. За допомогою трансформаторів змінюють значення змінної напруги та струму. При цьому кількість фаз, форма кривої напруги, струму та частоти залишаються незмінними.

Силові трансформатори понижуючі, трифазні, двох обмоткові, загального призначення, потужністю від 25 до 2500 кВ·А для внутрішньої і зовнішньої установки. Служать силові трансформатори для зниження високої напруги живильної електромережі до більш низької напруги - встановленого рівня споживання і призначені для потреб комунального господарства, житлового будівництва, фермерських господарств та кооперативів, а також інших потреб народного господарства.

Напруга регулюється без збудження. Для цього трансформатори оснащені високовольтними перемикачами, які приєднуються до обмотки високої напруги і дозволяють регулювати напругу ступенями при відключеному від мережі трансформаторі з боку НН і ВН. перемикачі в кількості 5 шт. з кроком регулювання 2.5 %.

Трансформатори (силові) поділяють на два види. Трансформатори загального призначення – призначені для включення в мережу, що не відрізняється особливими умовами роботи. Трансформатори спеціального призначення – призначені для безпосереднього живлення споживачів мережі, або споживачів електроенергії, що відрізняються особливими режимами роботи.

Так, як силовий трансформатор є одним з найважливіших елементів сучасної електричної мережі, то подальший розвиток трансформаторобудування визначається розвитком електричних мереж. Важливими задачами є підвищення якості трансформаторів, використання прогресивних технологій їх виробництва, економія матеріалів при їх виготовленні та низькі втрати при їх роботі в електричній мережі.

Загальні технологічні та практичні вимоги і умови до трансформаторів, що проектуються, регламентовані у ГОСТ-11677-85, ГОСТ-14209-84 та інших.

Структура умовного позначення трансформатора ТМ:

ТМ - 1 / 2-3 (4)

Т - трансформатор трифазний;

М - охолодження масляне з природною циркуляцією повітря і масла;

1 - номінальна потужність, від 25 до 2500 кВ·А;

2 - клас напруги обмотки ВН, (6, 10, 35 і т.д.) кВ·А;

3 - клас напруги обмотки НН, (0,4, 6,3 і т.д.) кВ·А;

4 - кліматичне виконання і категорія розміщення по ГОСТ 15150-69, У (ХЛ) .

Трансформатори складаються з активної частини, бака з радіаторами у вигляді гофрів, кришки бака, розширювального бака.

Магнітопровід стрижневого типу, зібраний з пластин холоднокатаної електротехнічної сталі і стягнутий ярмовими балками.

Обмотки багат шарові, циліндричні, виготовлені з мідного або алюмінієвого дроту, чи фольги. Відводи ВН виконані проводом з посиленою паперовою ізоляцією, відводи НН - у вигляді гнучкого зв'язку з багат шаровою мідною або алюмінієвою стрічки.

Баки: для трансформаторів від 25 кВ·А до 2500 кВ·А можуть бути як овальної, так і прямокутної форми. Для збільшення поверхні охолодження в трансформаторах потужністю 25 кВ·А- 2500 кВ·А застосовуються радіатори або гофровані баки, що є одночасно стінками бака.

Маслорозширювач: забезпечує наявність масла при всіх режимах роботи трансформатора і коливаннях температури навколишнього середовища.

Масловказівник: встановлений для контролю рівня масла, закріплений на торці маслорозширювача, має три контрольні мітки, які відповідають рівню масла в непрацюючому трансформаторі при різних температурах:

- 45 ° С, 15 ° С, +40 ° С при кліматичному виконанні «У»;
- 60 ° С, 15 ° С, +40 ° С при кліматичному виконанні «ХЛ».

В даній дипломній роботі необхідно визначити основні електричні величини силового масляного трансформатора потужністю 100 кВ·А з лінійною напругою первинної обмотки (ВН) 20 кВ і вторинної обмотки (НН) 0,23 кВ, визначити його головні розміри, вибрати тип і розрахувати обмотки НН та ВН, визначити характеристики короткого замикання трансформатора (P_k, u_k), розрахувати його робочі характеристики, визначити втрати і струм холостого ходу трансформатора та здійснити тепловий розрахунок трансформатора з гофрованим баком.

1. Визначення основних електричних величин трансформатора

1.1. Розрахунок основних електричних величин

Потужність трансформатора на одну фазу:

$$S_{\phi} = \frac{S_N}{m} = \frac{100}{3} = 33,33 \text{ кВ} \cdot \text{А}, \quad (1.1)$$

де S_N – номінальна потужність трансформатора, кВ·А; m – кількість фаз трансформатора.

Номінальний (лінійний) струм обмотки НН, А:

$$I_1 = \frac{S_N \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot U_1} = \frac{100 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 230} = 251,022 \text{ А}, \quad (1.2)$$

де S_N – номінальна потужність трансформатора, кВ·А; U_1 – номінальна (лінійна) напруга обмотки НН, В.

Номінальний (лінійний) струм обмотки ВН:

$$I_2 = \frac{S_N \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot U_2} = \frac{100 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 20000} = 2,887 \text{ А}, \quad (1.3)$$

де S_N – номінальна потужність трансформатора, кВ·А; U_2 – номінальна (лінійна) напруга обмотки ВН, В.

Фазний струм обмотки НН (при з'єднанні обмотки в зірку):

$$I_{1\phi} = I_1 = 251,022 \text{ А}, \quad (1.4)$$

Фазна напруги обмотки НН (при з'єднанні обмотки в зірку):

$$U_{1\phi} = \frac{U_1}{\sqrt{3}} = \frac{0,23 \cdot 10^3}{\sqrt{3}} = 132,791, \quad (1.5)$$

Фазний струм обмотки ВН (при з'єднанні обмотки в зірку):

$$I_{2\phi} = I_2 = 2,887 \text{ А}, \quad (1.6)$$

Фазна напруги обмотки ВН (при з'єднанні обмотки в зірку):

$$U_{2\phi} = \frac{U_2}{\sqrt{3}} = \frac{20}{\sqrt{3}} = 11,547 \text{ кВ}, \quad (1.7)$$

За втратами потужності короткого замикання визначаємо активну складову
напруги короткого замикання:

$$u_a = \frac{P_k \cdot 10^3}{10 \cdot S_N} = \frac{1,97 \cdot 10^3}{10 \cdot 100} = 1,97 \%, \quad (1.8)$$

де P_k – потужність короткого замикання, кВт; S_N – номінальна потужність
трансформатора, кВ·А.

Реактивна складова напруги короткого замикання:

$$u_p = \sqrt{u_p^2 - u_a^2} = \sqrt{4,5^2 - 1,97^2} = 4,046 \%, \quad (1.9)$$

де u_k – напруга короткого замикання, %.

З табл. 1 [3] визначаємо випробувальні напруги обмоток для силових
масляних трансформаторів:

обмотка НН – $U_{1\text{вип}} = 5$ кВ;

обмотка ВН – $U_{2\text{вип}} = 55$ кВ.

2. Визначення основних розмірів трансформатора

Розрахунок основних розмірів трансформатора розпочинаємо з визначення діаметра стержня за формулою:

$$d = 0,507 \cdot \sqrt[4]{\frac{S' \cdot a_p \cdot \beta \cdot k_p}{f \cdot u_p \cdot B_c^2 \cdot k_c^2}}$$

Потужність трансформатора на один стержень:

$$S' = \frac{S_N}{c} = \frac{100}{3} = 33.333 \text{ кВ} \cdot \text{А} , \quad (2.1)$$

де S_N – номінальна потужність трансформатора за завданням, кВ·А; c – число активних (несучих обмотки) стержнів трансформатора.

Ширину зведеного каналу розсіювання визначаємо за формулою:

$$a_p = a_{12} + \frac{a_1 + a_2}{3},$$

де a_{12} – розмір каналу між обмотками НН та ВН, який визначається як ізоляційний проміжок з табл. 2 [3] за випробувальною напругою обмотки ВН (рис. 1), $a_{12} = 20$ мм, або $a_{12} = 0.02$ м.

Сумарний зведений радіальний розмір обмоток ВН та НН:

$$\frac{a_1 + a_2}{3} = k \cdot \sqrt[4]{S'} \cdot 10^{-2},$$

де k – коефіцієнт, який залежить від потужності трансформатора, металу обмоток, напруги обмоток ВН та втрат короткого замикання і визначається з табл. 3 [3]. Для обмоток з алюмінієвого проводу значення k , знайдене з таблиці множимо на 1,25.

$$k = 0,63 \cdot 1,25 = 0,788 \quad (2.2)$$

$$\frac{a_1+a_2}{3} = k \cdot \sqrt[4]{S'} \cdot 10^{-2} = 0,788 \cdot \sqrt[4]{33,3} \cdot 10^{-2} = 0,019 \text{ м.} \quad (2.3)$$

$$a_p = a_{12} + \frac{a_1+a_2}{3} = 0,02 + 0,019 = 0,039 \text{ м.} \quad (2.4)$$

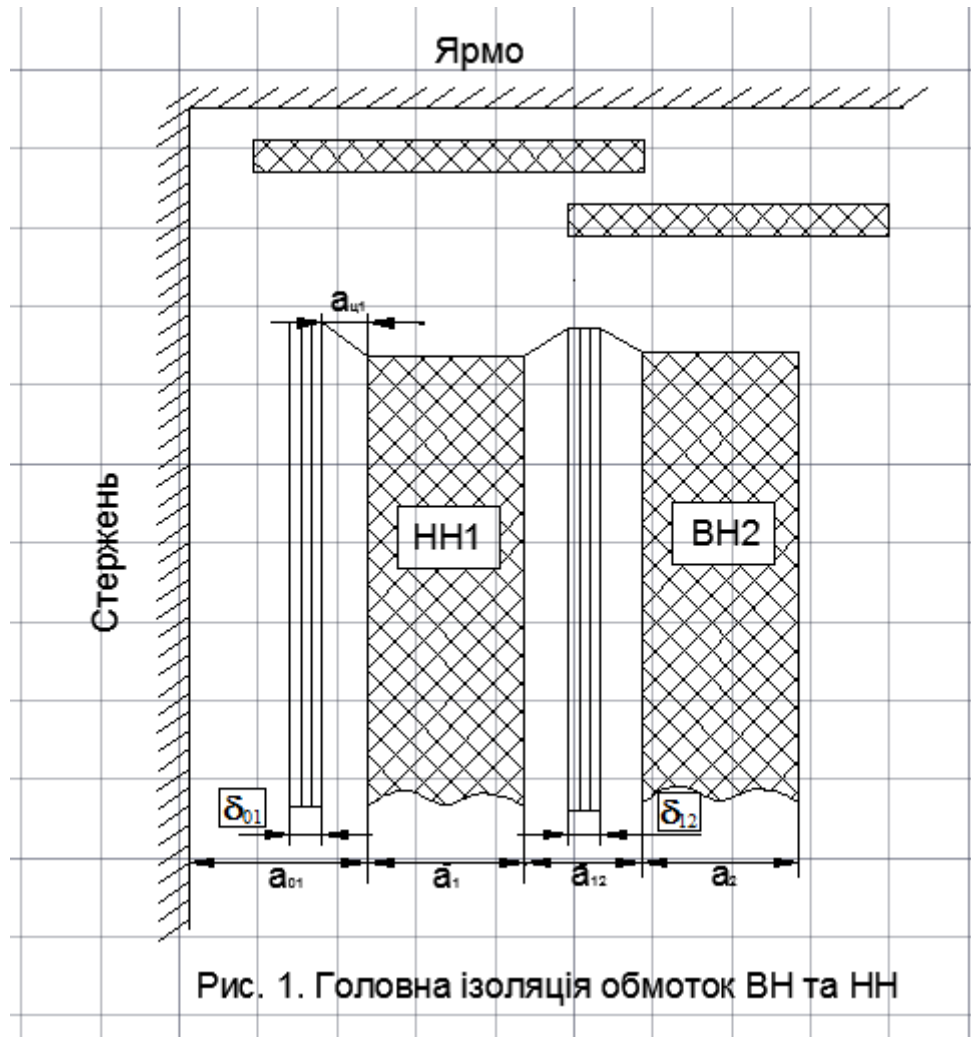


Рис. 1. Головна ізоляція обмоток ВН та НН

Значення β , яке приблизно дорівнює відношенню середньої довжини витка обмоток трансформатора $l_{в.ср}$ до їх висоти l визначається з табл. 4 [3]:

$$\beta = 1,2$$

Коефіцієнт зведення ідеального поля розсіювання до реального поля при визначенні основних розмірів можна приблизно прийняти:

$$k_p \approx 0,95.$$

Індукцію в стержні B_c згідно з заданою маркою сталі вибираємо з табл. 5 [3]:

$$B_c = 1,6 \text{ Тл.}$$

Коефіцієнт заповнення активним перерізом сталі площі круга, описаного навколо перерізу стержня, k_c , залежить від вибору числа ступенів в перерізі стержня, способу пре совки стержня і розмірів охолоджуючих каналів, товщини листів сталі та виду між листової ізоляції. Загальний коефіцієнт заповнення k_c визначається за формулою:

$$k_c = k_{кр} \cdot k_3,$$

де $k_{кр}$ – коефіцієнт заповнення площі кола, визначаємо з табл. 6 [3]:

$$k_{кр} = 0,93 ,$$

k_3 – коефіцієнт заповнення, що враховує наявність електричної ізоляції між окремими листами сталі, визначаємо з табл. 7 [3]:

$$k_3 = 0,97 .$$

$$k_c = k_{кр} \cdot k_3 = 0,93 \cdot 0,97 = 0,902 .$$

Тоді, діаметр стержня трансформатора:

$$d = 0,507 \cdot \sqrt[4]{\frac{S' \cdot a_p \cdot \beta \cdot k_p}{f u_p \cdot B_c^2 \cdot k_c^2}} = 0,507 \cdot \sqrt[4]{\frac{33,333 \cdot 0,039 \cdot 1,2 \cdot 0,95}{50 \cdot 4,046 \cdot 1,6^2 \cdot 0,902^2}} = 0,123 \text{ м.} \quad (2.5)$$

Отриманий діаметр d повинен відповідати нормалізованій шкалі діаметрів d_n , м: 0,08; 0,085; 0,09; 0,095; 0,10; 0,105; 0,11; 0,115; 0,12; 0,125; 0,13; 0,14; 0,15; 0,16; 0,17; 0,18; 0,19; 0,20; 0,21; 0,22; і т.ін. Тому вибираємо:

$$d_N = 0,12 \text{ м.}$$

β_H визначається за формулою:

$$\beta_N = \beta \cdot \left(\frac{d_N}{d}\right)^4 = 1,2 \cdot \left(\frac{0,12}{0,123}\right)^4 = 1,087. \quad (2.6)$$

Другий основний розмір трансформатора – середній діаметр каналу між обмотками d_{12} (рис. 2) визначаємо за формулою:

$$d_{12} = d + 2 \cdot a_{01} + 2 \cdot a_1 + a_{12},$$

де a_{01} – радіальний розмір осьового каналу між стержнем та обмоткою НН визначаємо з табл. 8 [3]. Так як у подальшому передбачається виконання обмотки НН циліндричною, то згідно примітки до табл. 8 [3] приймаємо:

$$a_{01} = 4 \text{ мм},$$

$$\text{або } a_{01} = a_{01} \cdot 10^{-3} = 0,004 \text{ м}.$$

Радіальний розмір обмотки НН a_1 знаходимо за формулою:

$$a_1 = k_1 \cdot \frac{a_1 + a_2}{3},$$

де $\frac{a_1 + a_2}{3}$ – сумарний зведений радіальний розмір обмоток НН та ВН, м; коефіцієнт k_1 приймається рівним 1,1 для трансформаторів з потужністю 25-630 кВ·А з пласкою магнітною системою. Тоді :

$$a_1 = k_1 \cdot \frac{a_1 + a_2}{3} = 1,1 \cdot 0,019 = 0,021 \text{ м}; \quad (2.7)$$

$$d_{12} = d + 2 \cdot a_{01} + 2 \cdot a_1 + a_{12} = 0,12 + 2 \cdot 0,004 + 2 \cdot 0,021 + 0,020 = 0,19 \text{ м}; \quad (2.8)$$

де за d приймаємо вже прийнятий нормалізований діаметр стержня d_H .

Третій основний розмір трансформаторів – висота обмоток (рис.2).

$$l = \frac{\pi \cdot d_{12}}{\beta_N} = \frac{3,14 \cdot 0,19}{1,087} = 0,549 \text{ м}. \quad (2.9)$$

Активний переріз стержня, тобто чистий переріз сталі:

$$\Pi_c = k_3 \cdot k_{кр} \cdot \frac{\pi \cdot d_N^2}{4} = 0,97 \cdot 0,93 \cdot \frac{3,14 \cdot 0,12^2}{4} = 0,01 \text{ м}^2. \quad (2.10)$$

Електрорушійна сила одного витка:

$$u_B = 4,44 \cdot f \cdot B_c \cdot \Pi_c = 4,44 \cdot 50 \cdot 1,6 \cdot 0,01 = 3,552 \text{ В.} \quad (2.11)$$

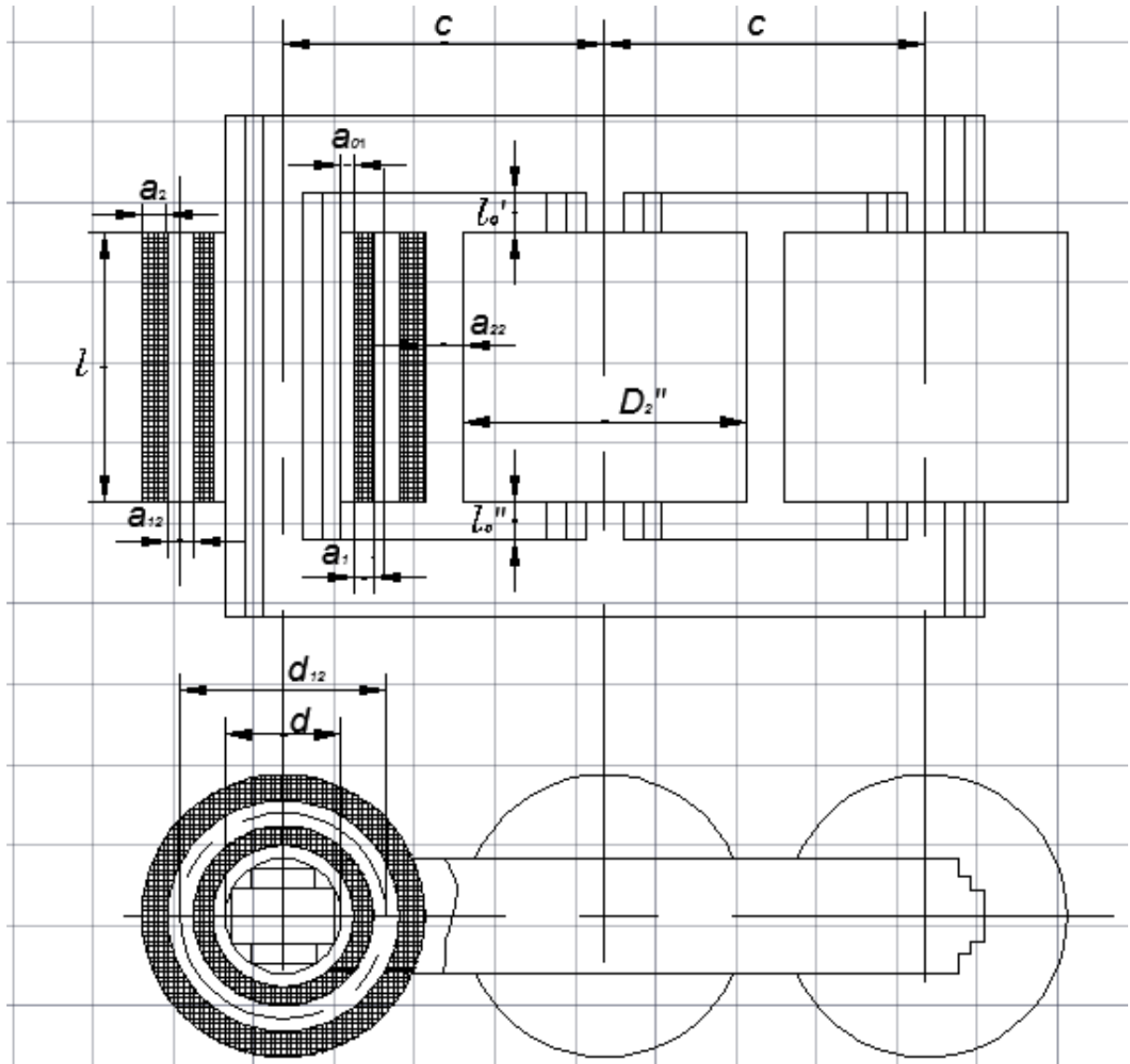


Рис. 2. Основні розміри трансформатора

3. Вибір типу та розрахунок обмоток трансформатора

Розрахунок обмоток трансформатора розпочинаємо з обмотки НН, яка знаходиться між стержнем та обмоткою ВН.

Число витків на одну фазу обмотки НН:

$$W_1 = \frac{U_{1\phi}}{4,44 \cdot f \cdot B_C \cdot \Pi_C} = \frac{132,791}{4,44 \cdot 50 \cdot 1,6 \cdot 0,01} = 37,385 \quad (3.1)$$

Отримане значення w_1 заокруглюємо до ближчого цілого числа, яке може бути як парне так і непарне:

$$W_1 = 37.$$

Напруга одного витка:

$$u_B = \frac{U_{1\phi}}{W_1} = \frac{132,791}{37} = 3,589 \text{ В.} \quad (3.2)$$

Дійсна індукція в стержні:

$$B_C = \frac{u_B}{4,44 \cdot f \cdot \Pi_C} = \frac{3,589}{4,44 \cdot 50 \cdot 0,014} = 1,617 \text{ ТЛ.} \quad (3.3)$$

Середня густина струму в обмотках з алюмінієвого проводу:

$$\begin{aligned} J_{CP} &= 0,463 \cdot k_d \cdot \frac{P_K \cdot u_B}{S_N \cdot d_{12}} \cdot 10^4 = 0,463 \cdot 0,97 \cdot \frac{1970 \cdot 3,589}{100 \cdot 0,19} \cdot 10^4 = \\ &= 1,671 \times 10^6 \frac{\text{А}}{\text{м}^2}; \end{aligned} \quad (3.4)$$

(при підрахунку J_{CP} для мідного проводу число 0,463 замінюють на 0,746, що відповідає величині питомого електричного опору міді).

Тут S_N – повна потужність трансформатора, кВ·А; P_K – втрати короткого замикання, Вт; u_B – напруга одного витка, В; d_{12} – середній діаметр каналу між обмотками, м; k_d – коефіцієнт, який враховує присутність

додаткових втрат в обмотках, втрати в відводах та стінках бака (табл. 9 [3]).

Орієнтовний переріз витка обмотки НН:

$$\Pi_1' = \frac{I_{1\phi}}{J_{cp} \cdot 10^{-6}} = \frac{251,022}{1,671 \cdot 10^6 \cdot 10^{-6}} = 150,223 \text{ мм}^2; \quad (3.5)$$

де $I_{1\phi}$ – фазний струм обмотки НН, А; J_{cp} – середня густина струму в обмотці НН, $\frac{\text{А}}{\text{мм}^2}$.

Згідно з рекомендаціями табл. 10 [3] вибираємо конструкцію обмотки НН, як циліндричну двошарову з прямокутного проводу.

3.1. Розрахунок циліндричної двошарової обмотки НН з прямокутного проводу.

Визначаємо число витків в одному шарі:

$$w_{сл1} = \frac{w_1}{2} = \frac{37}{2} = 18,5 \quad (3.1.1)$$

Орієнтований осьовий розмір витка:

$$h_{в1} = \frac{l_1}{w_{сл1} + 1} = \frac{0,549}{18,5 + 1} = 0,028 \text{ м.} \quad (3.1.2)$$

До отриманих значень Π_1' та $h_{в1}$ згідно з сортаментом обмоткового проводу для трансформаторів (табл. 5.2 [1]) підбираємо провід для обмотки НН дотримуючись деяких правил, викладених на стор. 266-267 [1].

Приймаємо кількість паралельних проводів в одному витку $n_{в1} = 2$.

Площа перерізу одного проводу (розрахункове значення)

$$\Pi_1^{\dots} = \frac{\Pi_1'}{n_{в1}} = \frac{150,223}{2} = 75,1115 \text{ мм}^2. \quad (3.1.3)$$

Орієнтований розмір проводу в осьовому напрямку обмотки:

$$b = \frac{h_{в1}}{n_{в1}} - 0,5 = \frac{0,028}{2} - 0,5 = 8,8 \text{ мм.} \quad (3.1.4)$$

Підібрані з таблиці 5.2[1] проводи записуємо наступним чином:

$$\text{Марка проводу} \times n_{в1} \times \frac{a \times b}{a^{\dots} \times b^{\dots}},$$

$$\text{або } АПБ \times 3 \times \frac{5,6 \times 9,0}{6.1 \times 9,5},$$

де a та b – відповідно радіальний та осьовий розміри проводу, мм;

a' і b' - ці ж розміри з урахуванням товщини ізоляції на два боки,

$$2\delta = 0,5 \text{ мм.}$$

Повний переріз витка з n_{B1} паралельних проводів :

$$П_1 = n_{B1} \cdot П_1^{\cdot\cdot\cdot} \cdot 10^{-6} = 3 \cdot 49,5 \cdot 10^{-6} = 14,85 \cdot 10^{-5} \text{ м}^2 \quad (3.1.5)$$

де $П_1^{\cdot\cdot\cdot} = 41,6 \text{ мм}^2$ - переріз одного проводу (табличне значення).

Густина струму обмотки НН:

$$J_1 = \frac{I_{1\Phi}}{П_1} = \frac{251,022}{14,85 \times 10^{-5}} = 1,69 \times 10^6 \frac{\text{А}}{\text{м}^2}. \quad (3.1.6)$$

Осьовий розмір витка(рис. 3,а) :

$$h_{B1} = n_{B1} \cdot b^{\cdot\cdot} \cdot 10^{-3} = 3 \cdot 9,5 \cdot 10^{-3} = 0,029 \text{ м.} \quad (3.1.7)$$

Осьовий розмір (висота) обмотки НН:

$$l_1 = h_{B1} \cdot (w_{сл1} + 1) + 0,015 = 0,029 \cdot (18,5 + 1) + 0,015 = 0,58 \text{ м} \quad (3.1.8)$$

Радіальний розмір обмотки (рис.3):

$$a_1 = (2 \cdot a^{\cdot\cdot} + a_{11}) \cdot 10^{-3} = (2 \cdot 6,1 + 4) \cdot 10^{-3} = 0,016 \text{ м.} \quad (3.1.9)$$

де a_{11} - радіальний розмір каналу між шарами обмотки, мм , при $U \leq 1$ кВ вибирається за умовою електричної ізоляції не менше 4 мм та перевіряється за умовою відводу тепла згідно з табл. 9.2 [1].

Внутрішній діаметр обмотки НН:

$$D_1^{\cdot\cdot} = d + 2 \cdot a_{01} \cdot 10^{-3} = 0,12 + 2 \cdot 0,004 \cdot 10^{-3} = 0,12 \text{ м,} \quad (3.1.10)$$

де a_{01} – ширина каналу між обмоткою НН та стержнем, визначається з табл. 4.4 [1].

Зовнішній діаметр обмотки НН:

$$D_1^{\prime\prime} = D_1^{\prime} + 2 \cdot a_1 = 0,12 + 2 \cdot 0,016 = 0,152 \text{ м.} \quad (3.1.11)$$

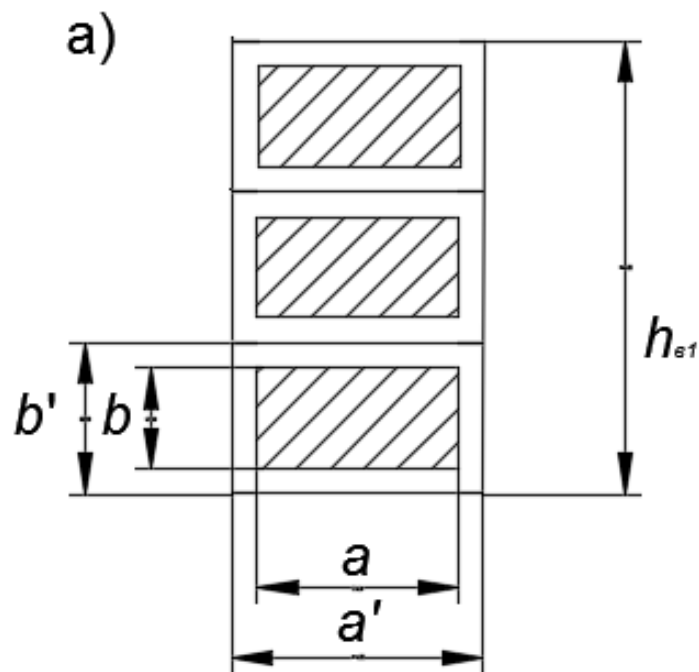


Рис.3. Переріз витка: а) обмотки НН;

3.2. Розрахунок обмотки ВН

Розрахунок обмотки ВН розпочинаємо з визначення числа витків, необхідних для отримання номінальної напруги та для напруг всіх інших відгалужень (рис. 4).

Число витків при номінальній напрузі:

$$W_{2N} = W_1 \cdot \frac{U_{2\Phi}}{U_{1\Phi}} = 37 \cdot \frac{11547}{132,791} = 3217 \quad (3.2.1)$$

Приймаємо $W_{2N} = 3217$

Число витків на одній ступені регулювання напруги обмотки ВН:

$$\Delta U = \frac{2,5 \cdot U_{2\Phi}}{100} = \frac{2,5 \cdot 11547}{100} = 288,675 \quad (3.2.2)$$

$$W_P = \frac{\Delta U}{u_B} = \frac{288,675}{3,552} = 81,271 \quad (3.2.3)$$

де $\Delta U = \frac{2,5 \cdot U_{2\phi}}{100}$ – напруга на одній ступені регулювання обмотки або різниця напруг двох сусідніх відгалужень, В; u_B – напруга одного витка обмотки, В.

Приймаємо $W_P = 81$

Визначаємо кількість витків та напругу на відгалуженнях:

Ступінь	Витків на відгалуженнях
+5%	$W_{2N} + 2 \cdot W_P = 3217 + 2 \cdot 81 = 3379$
+2,5%	$W_{2N} + W_P = 3271 + 81 = 3298$
0	$W_{2N} = 3217$
-2,5 %	$W_{2N} - W_P = 3217 - 81 = 3136$
-5%	$W_{2N} - 2 \cdot W_P = 3217 - 2 \cdot 81 = 3055$

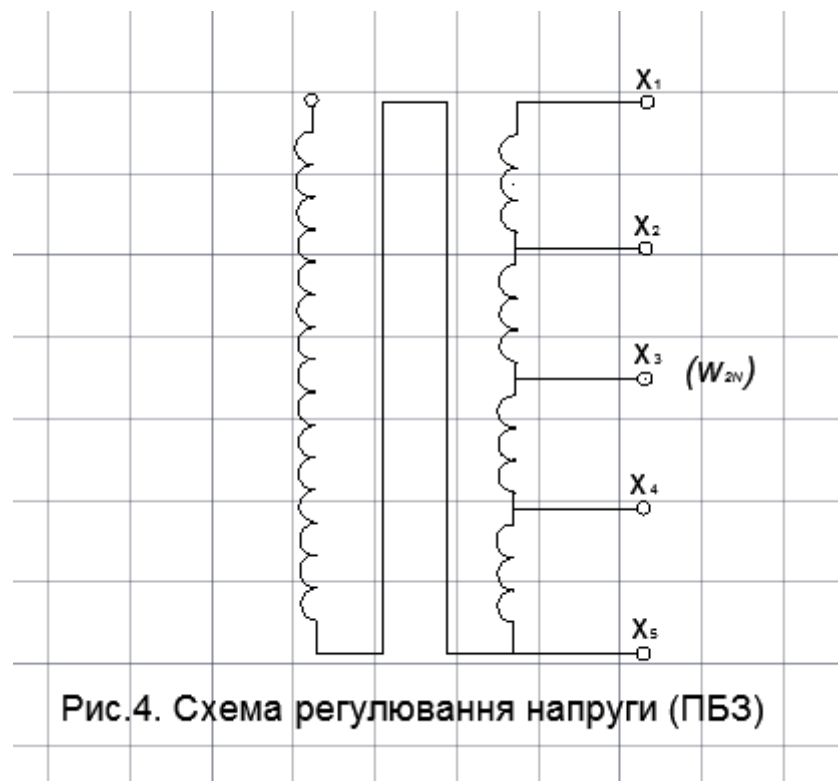


Рис.4. Схема регулювання напруги (ПБЗ)

Осьовий розмір обмотки ВН l_2 приймається рівним раніше визначеному осьовому розміру обмотки НН l_1 :

$$l_2 = l_1 = 0,58 \text{ м.}$$

Попередньо визначаємо густину струму в обмотці ВН:

$$J_2 = 2 \cdot J_{CP} - J_1 = 2 \cdot 1,671 \cdot 10^6 - 1,69 \cdot 10^6 = 1,652 \cdot 10^6 \frac{\text{А}}{\text{м}^2}. \quad (3.2.4)$$

Попередня площа перерізу витка обмотки:

$$П_2^{\cdot\cdot} = \frac{I_{2\Phi}}{J_2 \cdot 10^{-6}} = \frac{2,887}{1,652 \cdot 10^6 \cdot 10^{-6}} = 1,748 \text{ мм}^2. \quad (3.2.5)$$

З табл. 13 [3] за площиною перерізу обмоткового проводу підбираємо провід з діаметром проводу без ізоляції d_2 та діаметром проводу в ізоляції d_2' , мм. Підібрані розміри проводу записуємо наступним чином:

$$\text{Марка проводу АПБ} \times n_{B2} \times \frac{d_2}{d_2'},$$

де n_{B2} – число паралельних проводів (рис.3).

$$\text{АПБ} \times 1 \times \frac{1,5}{1,9}$$

Площина перерізу підбраного проводу $П_2^{\cdot\cdot\cdot} = 1,77 \text{ мм}^2$ (табл. 13 [3]).

Повний переріз витка:

$$П_2 = n_{B2} \cdot П_2^{\cdot\cdot\cdot} \cdot 10^{-6} = 1 \cdot 1,77 \cdot 10^{-6} = 1,77 \cdot 10^{-6} \text{ мм}^2. \quad (3.2.6)$$

Реальна густина струму обмотки ВН:

$$J_2 = \frac{I_{2\Phi}}{П_2} = \frac{2,887}{1,77 \cdot 10^{-6}} = 1,631 \cdot 10^6 \frac{\text{А}}{\text{м}^2}. \quad (3.2.7)$$

Число витків в шарі:

$$W_{2Cl} = \frac{l_2}{n_{B2} \cdot d_2'} - 1 = \frac{0,58}{1 \cdot 1,9 \cdot 10^{-3}} - 1 = 305,263. \quad (3.2.8)$$

Приймаємо $W_{2Cl} = 305$.

Число шарів в обмотці ВН:

$$n_{сл2} = \frac{W_{2N} + 2 \cdot W_P}{W_{2сл}} = \frac{3217 + 2 \cdot 81}{305} = 11. \quad (3.2.9)$$

Приймаємо $n_{сл2} = 11$ (найближче більше ціле число).

Робоча напруга двох шарів обмотки ВН:

$$U_{мсл} = 2 \cdot W_{2сл} \cdot u_B = 2 \cdot 305 \cdot 3,552 = 2167 \text{ В}. \quad (3.2.10)$$

За робочою напругою двох шарів обмотки з табл. 14 [3] вибираємо кількість шарів і загальну товщину $\delta_{мсл}$ кабельного паперу в ізоляції між двома шарами обмотки:

$$\delta_{мсл} = 4 \cdot 0,12 = 0,48 \text{ мм}.$$

За умовами охолодження обмотка ВН кожного стержня виконується у вигляді двох концентричних котушок з осьовим масляним каналом між ними a_{22} .

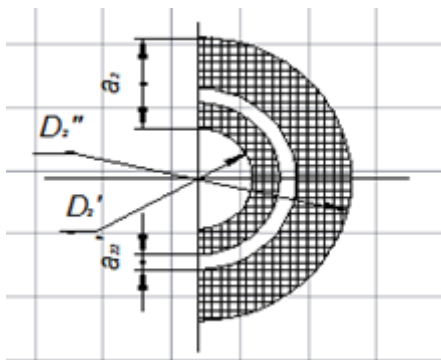


Рис.5. Переріз Обмотки ВН

Радіальний розмір обмотки:

$$a_2 = [d_2 \cdot n_{сл2} + \delta_{мсл} \cdot (n_{сл2} - 1) + a_{22}] \cdot 10^{-3} = [1,9 \cdot 11 + 0,48 \cdot (11 - 1) + 5] \cdot 10^{-3} = 0,031 \text{ м}. \quad (3.2.11)$$

де $a_{22} = 5$ мм – мінімальна ширина масляного каналу між котушками, вибирається з табл. 12 [3].

Внутрішній діаметр обмотки ВН:

$$D_2 = D_1 + 2 \cdot a_{12} = 0,152 + 2 \cdot 0,020 = 0,192 \text{ м}. \quad (3.2.12)$$

Зовнішній діаметр обмотки ВН:

$$D_2^{\text{вн}} = D_2^{\text{вн}} + 2 \cdot a_2 = 0,192 + 2 \cdot 0,031 = 0,254 \text{ м.} \quad (3.2.13)$$

Поверхня охолодження обмотки ВН:

$$P_{02} = c \times n \times k \times \pi \times (D_2' + D_2'') \times l_2 = 3 \times 2 \times 0,83 \times 3,14 \times (0,212 + 0,284) \times 0,57 = 4,42$$

(3.2.14)

де $k = 0,83$ – коефіцієнт, який враховує закриття частини поверхні обмотки ізоляційними деталями; $n=2$ – враховує число внутрішніх і зовнішніх поверхонь охолодження.

4. Визначення параметрів короткого замикання

4.1. Розрахунок втрат короткого замикання.

$$D_{\text{cp}} = \frac{D' + D''}{2} - \text{середній діаметр обмотки, м; } w - \text{число витків обмотки;}$$

Π – переріз витка, м².

Середній діаметр обмотки НН

$$D_{\text{cp}} = \frac{D' + D''}{2} = \frac{0.12 + 0.152}{2} = 0.136 \text{ м.} \quad (4.1.1)$$

Середній діаметр обмотки ВН:

$$D_{\text{cp}} = \frac{D' + D''}{2} = \frac{0.192 + 0.254}{2} = 0.223 \text{ м.} \quad (4.1.2)$$

Маса металу обмотки НН, кг:

$$G_a = 8.47 \times 10^3 \times c \times D_{\text{cp}} \times W \times \Pi = 8.47 \times 10^3 \times 3 \times 0.136 \times 37 \times 14.85 \times 10^{-5} = 18.988 \text{ кг.} \quad (4.1.3)$$

Маса металу обмотки ВН, кг:

$$G_a = 8.47 \times 10^3 \times c \times D_{\text{cp}} \times W \times \Pi = 8.47 \times 10^3 \times 3 \times 0.223 \times 3217 \times 1.77 \times 10^{-6} = 32.265 \text{ кг.} \quad (4.1.4)$$

Основні втрати обмоток НН та ВН, Вт:

$$P_{\text{осн1}} = 12.75 \times 10^{-12} \times J^2 \times G_a = 12.75 \times 10^{-12} \times (1.69 \times 10^6)^2 \times 20.803 = 691.453 \text{ В} \quad (4.1.5)$$

$$P_{\text{осн2}} = 12.75 \times 10^{-12} \times J^2 \times G_a = 12.75 \times 10^{-12} \times (1.631 \times 10^6)^2 \times 32.265 = 1094 \text{ Вт.} \quad (4.1.6)$$

При розрахунку втрат короткого замикання визначають середній коефіцієнт збільшення втрат для кожної обмотки, який враховує наявність додаткових втрат на вихрові струми в провідниках обмоток, наведених полями розсіювання.

Середній коефіцієнт додаткових втрат для обмотки НН (прямокутний провід):

$$k_{d1} = 1 + 0.037 \times 10^8 \times \beta^2 \times a^4 \times n^2,$$

де a - розмір провідників обмотки в напрямку перпендикулярному лініям магнітної індукції поля розсіювання, м; n - число провідників обмотки в тому ж напрямку; $\rho=0.0344$

$$\beta = \frac{b \times m}{l} k_p$$

Де b - розмір провідника вздовж висоти обмотки, тобто в напрямку, паралельному лініям магнітної індукції поля розсіювання, м; m - число провідників обмотки в тому ж напрямку; l - загальний розмір обмотки в напрямку, паралельному напрямку ліній магнітної індукції поля розсіювання (висота обмотки), м; k_p - коефіцієнт, який враховує відхилення реального поля розсіювання від ідеального поля розсіювання:

$$k_p = 1 - \sigma \times \left(1 - e^{\frac{-1}{\sigma}}\right) = 1 - 0.067 \times \left(1 - e^{\frac{-1}{0.067}}\right) = 0.963, \quad (4.1.7)$$

$$\sigma = \frac{(a_{12}+a_1+a_2)}{\pi \times l} = \frac{(0.020+0.016+0.031)}{3.14 \times 0.58} = 0.037, \quad (4.1.8)$$

де a_{12} - канал між обмоткою ВН та НН, м; a_1 - радіальний розмір обмотки НН, м; a_2 - радіальний розмір обмотки ВН, м.

$$\beta_1 = \frac{b \times m}{l} k_p = \frac{9 \times 18.5 \times 3 \times 10^{-3}}{0.58} \times 0.963 = 0.829 \quad (4.1.9)$$

$$\beta_2 = \frac{d \times m}{l} k_p = \frac{1.5 \times 305 \times 1 \times 10^{-3}}{0.58} \times 0.963 = 0.76 \quad (4.1.10)$$

Середній коефіцієнт додаткових втрат для обмотки НН (прямокутний провід):

$$k_{d1} = 1 + 0.037 \times 10^8 \times \beta_1^2 \times a^4 \times n^2 = 1 + 0.037 \times 10^8 \times 0.829^2 \times (9 \times 10^{-3})^4 \times 2^2 = 1.067 \quad (4.1.11)$$

Середній коефіцієнт додаткових втрат для обмотки ВН (круглий провід):

$$k_{d2} = 1 + 0.017 \times 10^8 \times \beta_2^2 \times d^4 \times n^2 = 1 + 0.017 \times 10^8 \times 0.734^2 \times (1.5 \times 10^{-3})^4 \times 11^2 = 1.001 \quad (4.1.12)$$

Втрати у баку та деталях конструкції:

$$P_6 = 10 \times k \times S_N = 10 \times 0.015 \times 100 = 15 \text{ Вт}. \quad (4.1.13)$$

де S_N – повна потужність трансформатора, кВ·А; k – коефіцієнт, визначається з табл. 15 [1].

У трансформаторів з природнім масляним охолодженням в цілях недопущення надмірного нагрівання обмоток значення q_1 та q_2 обмежуються $q \leq 1200 \div 1400 \text{ Вт/м}^2$. Зниження припустимих значень q для алюмінієвих обмоток приблизно до 1000 Вт/м^2 дозволяє суттєво уповільнити старіння масла та збільшити строки його заміни.

Густина теплового потоку на поверхні обмотки НН, Вт/м²:

$$q_1 = \frac{P_{\text{осн1}} \times k_{d1}}{P_{01}} = \frac{691.453 \times 1.067}{2.442} = 302.121 < 1000. \quad (4.1.14)$$

Густина теплового потоку на поверхні обмотки ВН, Вт/м²:

$$q_2 = \frac{P_{\text{осн2}} \times k_{d2}}{P_{02}} = \frac{1094 \times 1.001}{4.362} = 251.053 < 1000. \quad (4.1.15)$$

Розрахунок основних втрат у відводах потребує визначення довжини провідників та маси металу у відводах.

Приймаємо переріз відводу рівним перерізу витка відповідної обмотки:

$$P_{\text{отв1}} = P_1 = 14.85 \times 10^{-5}$$

$$P_{\text{отв2}} = P_2 = 1.77 \times 10^{-6}$$

Загальна довжина проводів обмотки НН для з'єднання в зірку:

$$l_{\text{отв1}} = l_{\text{отв2}} = 7.5 \times l = 7.5 \times 0.58 = 4.35 \text{ м.} \quad (4.1.16)$$

де l – осьовий розмір обмотки (висота), м.

Масу проводів відводу визначаємо за формулою:

$$G_{\text{отв}} = l_{\text{отв}} \cdot \Pi_{\text{отв}} \cdot \gamma,$$

де γ – густина металу відводів (для алюмінію $\gamma = 2700 \text{ кг/м}^3$).

$$\begin{aligned} G_{\text{отв1}} &= l_{\text{отв1}} \times \Pi_{\text{отв1}} \times \gamma = 4.35 \times 14.85 \times 10^{-5} \times \\ 2700 &= 1.744 \text{ кг;} \end{aligned} \quad (4.1.17)$$

$$\begin{aligned} G_{\text{отв2}} &= l_{\text{отв2}} \times \Pi_{\text{отв2}} \times \gamma = 4.35 \times 1.77 \times 10^{-6} \times \\ 2700 &= 0.021 \text{ кг;} \end{aligned} \quad (4.1.18)$$

Основні втрати у відводах визначаємо за формулою:

$$P_{\text{отв}} = k \cdot J^2 \cdot G_{\text{отв}},$$

де k – в залежності від металу відводів приймається як: $12,75 \cdot 10^{-12}$ - для алюмінію.

Втрати у відводах обмоток НН та ВН:

$$\begin{aligned} P_{\text{отв1}} &= k \times J_1^2 \times G_{\text{отв1}} = 12.75 \times 10^{-12} \times (1.69 \times 10^6)^2 \times 0.793 = \\ 63.508 \text{ Вт.} \end{aligned} \quad (4.1.19)$$

$$\begin{aligned} P_{\text{отв2}} &= k \times J_2^2 \times G_{\text{отв2}} = 12.75 \times 10^{-12} \times (1.631 \times 10^6)^2 \times 0.031 = \\ 0.712 \text{ Вт.} \end{aligned} \quad (4.1.20)$$

Повні втрати короткого замикання:

$$\begin{aligned} P_{\text{к}} &= P_{\text{осн1}} \times k_{d1} + P_{\text{осн2}} \times k_{d2} + P_{\text{отв1}} + P_{\text{отв2}} + P_{\text{б}} = 741.547 \times 1.067 + \\ 1132 \times 1.001 + 63.508 + 0.712 + 15 &= 1912 \text{ Вт.} \end{aligned} \quad (4.1.21)$$

Розбіжність розрахункових та заданих величин $P_{\text{к}}$:

$$\frac{P_{\text{к}} - P_{\text{к.зад}}}{P_{\text{к.зад}}} \times 100 = \frac{1912 - 1970}{1970} \times 100 = -2.944\% .$$

$-2.9\% \leq 5\%$, що допускається.

4.2. Розрахунок напруги короткого замикання.

Активна складова напруги короткого замикання:

$$u_a = \frac{P_k}{10 \times S} = \frac{2004}{10 \times 100} = 2.00\% . \quad (4.2.1)$$

При визначенні реактивної складової напруги короткого замикання, а також при всіх подальших розрахунках користуємось реальними розмірами розрахованих обмоток трансформатора ($a_1, a_2, a_{12}, d_{12}, l$), а не наближеними значеннями β та a_p , знайденими при попередньому визначенні основних розмірів трансформатора.

Реактивна складова напруги короткого замикання:

$$u_p = \frac{7,9 \cdot f \cdot S' \cdot \beta \cdot a_p \cdot k_p}{u_B^2} \cdot 10^{-1},$$

де u_B – напруга одного витка, В; a_p – ширина зведеного каналу розсіювання:

$$a_p = a_{12} + \frac{a_1 + a_2}{3} = 0.020 + \frac{0.016 + 0.031}{3} = 0.036 \text{ м}. \quad (4.2.2)$$

d_{12} – середній діаметр між обмотками:

$$\begin{aligned} d_{12} &= d + 2 \times a_{01} + 2 \times a_1 + a_{12} = \\ &= 0.12 + 2 \times 0.004 + 2 \times 0.016 + 0.020 = 0.18 \text{ м}. \end{aligned} \quad (4.2.3)$$

$$\beta = \frac{n \times d_{12}}{l} = \frac{3.14 \times 0.18}{0.58} = 0.974 . \quad (4.2.4)$$

$$\begin{aligned} u_p &= \frac{7.9 \times f \times S' \times \beta \times a_p \times k_p}{u_B^2} \times 10^{-1} = \\ &= \frac{7.9 \times 50 \times 33.333 \times 0.974 \times 0.036 \times 0.963}{3.552^2} \times 10^{-1} = 3.951\% . \end{aligned} \quad (4.2.5)$$

Напряга короткого замикання:

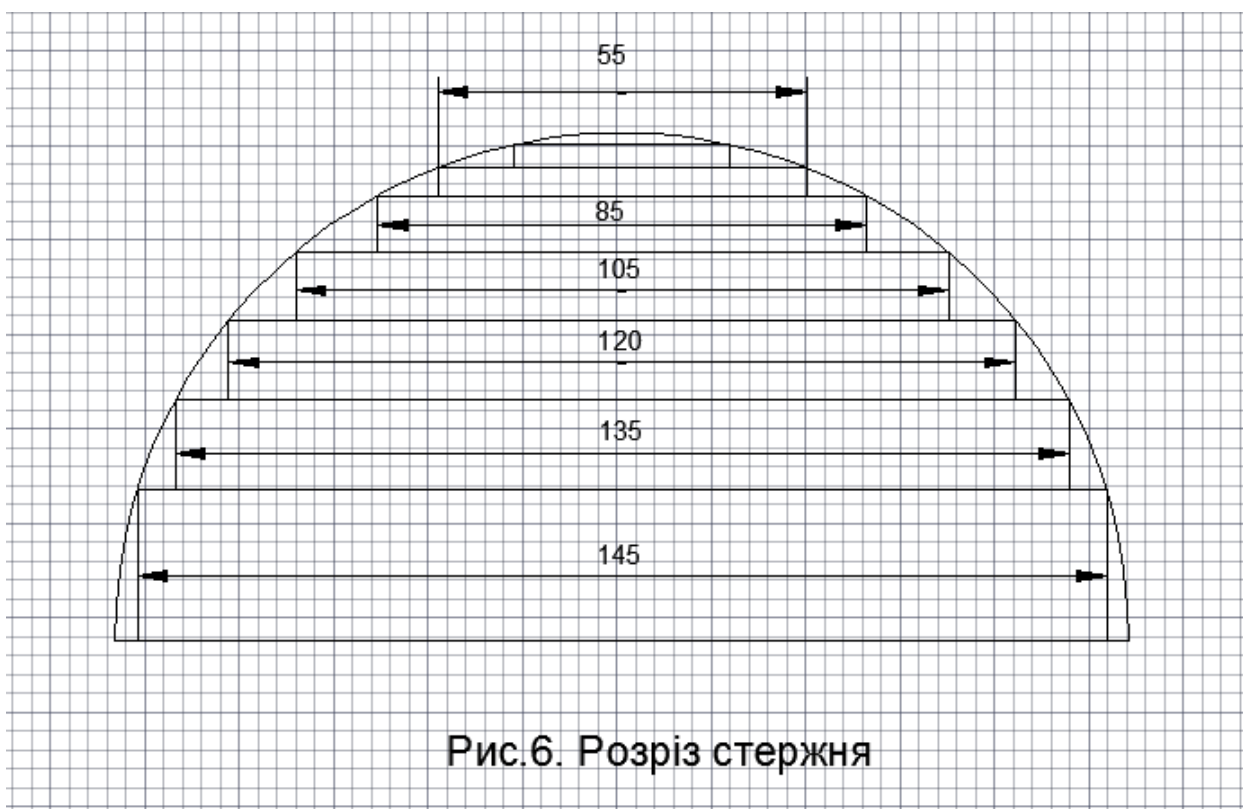
$$u_k = \sqrt{u_p^2 + u_a^2} = \sqrt{3.951^2 + 2^2} = 4.428\% . \quad (4.2.6)$$

Розбіжність розрахункової та заданої величин напруги короткого замикання:

$$\frac{u_k - u_{k.зад}}{u_{k.зад}} \times 100 = \frac{4.428 - 4.5}{4.5} \times 100 = -1.622\% . \quad (4.2.7)$$

$-1.622\% \leq 5\%$, що допускається.

5. Розрахунок магнітної системи трансформатора



Прийнята конструкція трифазної пласкої шихтованої магнітної системи, збирається з пластин холоднокатаної текстурованої сталі марки 3404 (табл.1, рис. 6). Стержні магнітної системи пресуються шляхом забивання дерев'яних планок між стержнем та обмоткою НН чи її жорстким ізоляційним

паперово – бакелітовим циліндром , ярма пресуються балками. Розміри пакетів вибираємо з табл. 8.2 або 8.3 [1] (в залежності від діаметра стержня).

Число ступенів в перерізі стержня $n_c = 6$; в перерізі ярма $n_y = 5$.

Розміри пакета в перерізі стержня та ярма :

№ пакета	Стержень, мм	Ярмо (в половині поперечного перерізу), мм
1	125×18	125×18
2	110×16	110×16
3	100×8	100×8
4	80×9	80×9
5	65×5	65×10
6	40×6	—

Площа ступінчастої фігури перерізу стержня та ярма знаходиться з табл. 8.6 та 8.7 [1]

$$P_{ф.с.} = 104,9 \text{ см}^2 = 0,01049 \text{ м}^2;$$

$$P_{ф.я.} = 106,5 \text{ см}^2 = 0,01065 \text{ м}^2.$$

Активний переріз стержня

$$P_c = \kappa_3 \cdot P_{ф.с.} = 0,97 \cdot 0,01049 = 0,01 \text{ м}^2; \quad (5.1)$$

де κ_3 - коефіцієнт заповнення перерізу стержня з табл. 2.2 [1].

Активний переріз ярма

$$P_y = \kappa_3 \cdot P_{ф.я.} = 0,97 \cdot 0,01065 = 0,01 \text{ м}^2. \quad (5.2)$$

Об'єм кута магнітної системи з табл. 8.6 та 8.7[1]

$$V_y = 0,00105 \text{ м}^3.$$

Об'єм сталі кута магнітної системи

$$V_{y.ст.} = \kappa_3 \cdot V_y = 0,97 \cdot 0,00105 = 0,001018 \text{ м}^3. \quad (5.3)$$

Довжина стержня

$$l_c = l + (l_0^{\cdot\cdot} + l_0^{\cdot\cdot\cdot}) = 0,58 + (0,03 + 0,03) = 0,64, \quad (5.4)$$

де l - осьовий розмір (висота) обмотки, м; $l_0^{\cdot\cdot}, l_0^{\cdot\cdot\cdot}$ - відстані від обмотки відповідно до верхнього та нижнього ярма (рис.7) , табл. 4.5[1],м.

Відстань між осями сусідніх стержнів

$$C = D_2^{\cdot\cdot\cdot} + a_{22} \cdot 10^{-3} = 0,254 + 8 \cdot 10^{-3} = 0,262 \text{ м}, \quad (5.5)$$

де $D_2^{\cdot\cdot\cdot}$ - зовнішній діаметр обмотки ВН, м ; a_{22} - відстань між обмотками сусідніх стержнів , визначається з табл. 4.5[1], мм .

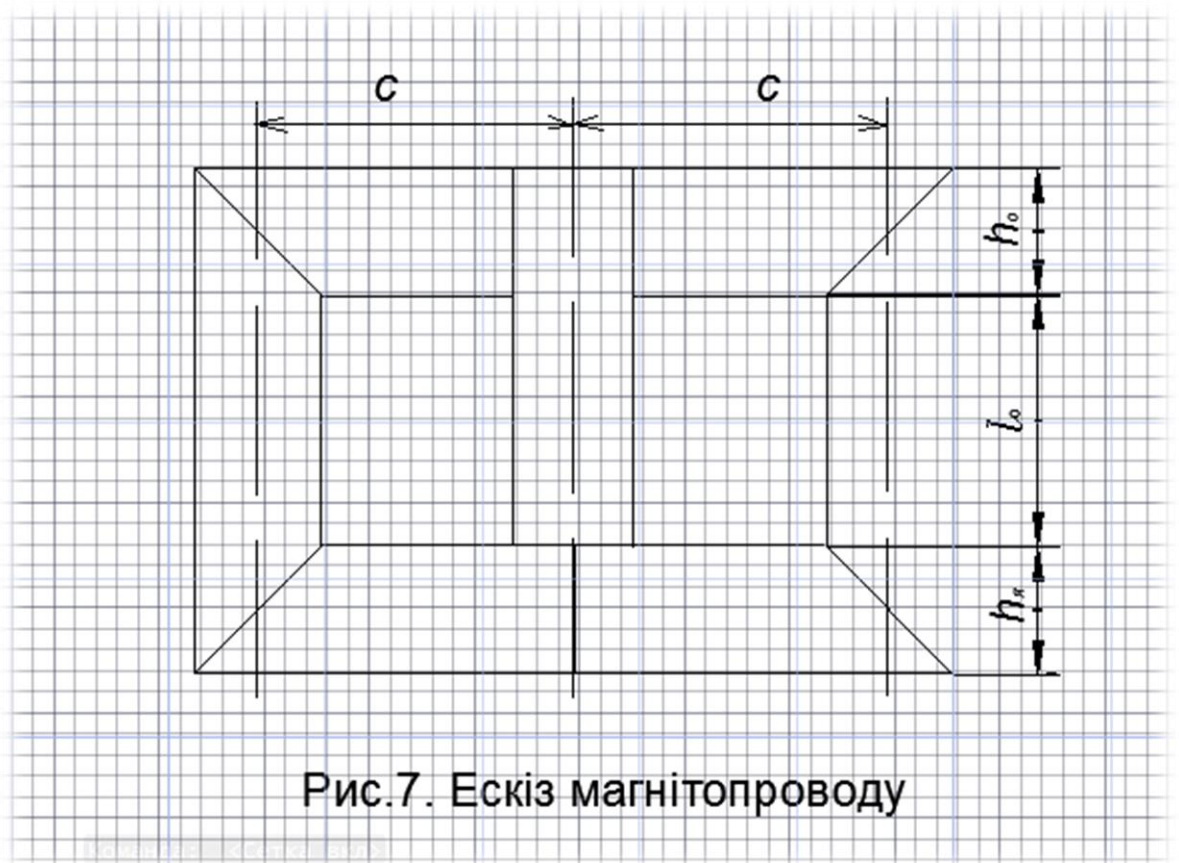


Рис.7. Ескіз магнітопроводу

Маса сталі кута магнітної системи:

$$G_y = \kappa_3 \cdot V_y \cdot \gamma_{ст} \cdot 10^{-6} = 0,97 \cdot 0,00105 \cdot 7650 = 7,792 \text{ кг}, \quad (5.6)$$

де $\gamma_{ст} = 7650 \frac{\text{кг}}{\text{м}^3}$ - густина холоднокатаної трансформаторної сталі .

Повна маса двох ярм:

$$G_{\text{я}} = 2 \cdot (c - 1) \cdot C \cdot \Pi_{\text{я}} \cdot \gamma_{\text{ст}} + 2 \cdot G_{\text{y}} =$$

$$= 2 \cdot (3 - 1) \cdot 0,262 \cdot 0,01 \cdot 7650 + 2 \cdot 7,792 = 95,756 \text{ кг}, \quad (5.7)$$

де $c = 3$ - число активних (несучих обмоток) стержнів; $\Pi_{\text{я}}$ - активний переріз ярма, м^2 .

Маса сталі стержнів в межах вікна магнітної системи

$$G_{\text{c}}^{\text{в}} = c \cdot (\Pi_{\text{c}} \cdot a_{1\text{я}} \cdot \gamma_{\text{ст}} \cdot 10^{-3} - G_{\text{y}}) =$$

$$= 3 \cdot (0,01 \cdot 0,125 \cdot 7650 - 7,021) = 7,6 \text{ кг}, \quad (5.8)$$

де $a_{1\text{я}}$ - ширина пакетів стержня, що стикуються, м.

Маса сталі стержнів

$$G_{\text{c}} = G_{\text{c}}^{\text{д}} + G_{\text{c}}^{\text{в}}$$

$$G_{\text{c}}^{\text{д}} = c \cdot \Pi_{\text{c}} \cdot l_{\text{c}} \cdot \gamma_{\text{ст}} = 3 \cdot 0,01 \cdot 0,64 \cdot 7650 = 146,88 \text{ кг}; \quad (5.9)$$

$$G_{\text{c}} = G_{\text{c}}^{\text{д}} + G_{\text{c}}^{\text{в}} = 146,88 + 7,6 = 154,48 \text{ кг}. \quad (5.10)$$

Загальна маса сталі пласкої магнітної системи

$$G_{\text{ст}} = G_{\text{c}} + G_{\text{я}} = 154,48 + 95,756 = 250,236 \text{ кг}. \quad (5.11)$$

5.2. Розрахунок втрат холостого ходу

Індукція в стержні:

$$B_{\text{c}} = \frac{U_{\text{в}}}{4,44 \times f \times \Pi_{\text{c}}} = \frac{3,589}{4,44 \cdot 50 \cdot 0,01} = 1,617 \text{ Тл}. \quad (5.2.1)$$

Індукція в ярмі:

$$B_{\text{я}} = \frac{U_{\text{в}}}{4,44 \times f \times \Pi_{\text{я}}} = \frac{3,589}{4,44 \cdot 50 \cdot 0,01} = 1,617 \text{ Тл}. \quad (5.2.2)$$

Індукція в косих стиках:

$$B_{\text{з}} = \frac{B_{\text{c}}}{\sqrt{2}} = \frac{1,617}{\sqrt{2}} = 1,14 \text{ Тл}. \quad (5.2.3)$$

$$\text{Площа косих стиків: } \Pi_3 = \sqrt{2} \cdot \Pi_c = \sqrt{2} \cdot 0,01 = 0,014 \text{ м}^2. \quad (5.2.4)$$

За табл. 8.10 [1] для індукції в стержні $B_c = 1,617 \text{ Тл}$ визначимо питомі втрати в сталі p_c та в зоні шихтованого стика p_3 :

$$p_c = 1,353 \text{ Вт/кг},$$

$$p_3 = 1017 \text{ Вт/м}^2.$$

З табл. 8.10 [1] для індукції в ярмі $B_{я} = 1,617 \text{ Тл}$ визначимо:

$$p_{я} = 1,353 \text{ Вт/кг},$$

$$p_3 = 1017 \text{ Вт/м}^2.$$

З табл. 8.10 [1] для індукції в косих стиках $B_3 = 1,14 \text{ Тл}$ визначимо:

$$p_3 = 515 \text{ Вт/м}^2.$$

Втрати холостого ходу (ф.8.32 [1]):

$$P_x = \left[k_{п,р} \cdot k_{п,з} \left(p_c \cdot G_c + p_{я} \cdot G'_{я} - 4p_{я} \cdot G_y + \frac{p_c + p_{я}}{2} \cdot k_{п,у} \cdot G_y \right) + \sum p_3 \cdot n_3 \cdot \Pi_3 \right] \cdot k_{п,я} \cdot k_{п,п} \cdot k_{п,ш} \quad (5.2.5)$$

$$P_x = \left[1,11 \cdot 1,05 \left(1,353 \cdot 154,48 + 1,353 \cdot 95,786 - 4 \cdot 1,353 \cdot 7,792 + \frac{1,353 + 1,353}{2} \cdot 10,18 \cdot 7,792 \right) + 4 \cdot 0,014 \cdot 515 + 1 \cdot 0,01 \cdot 1017 + 2 \cdot 0,01 \cdot 1017 \right] \cdot 1 \cdot 1,02 \cdot 1,01 = 543,5 \text{ Вт},$$

де - $k_{п,р} = 1,11$ (сталь без віджигу), $k_{п,з} = 1,05$ (задирки не зняті); $k_{п,у} = 10,18$ (пласка шихтована магнітна система має 4 косих кута та 2 прямих кута), $k_{п,я} = 1$ (кількість ступенів в перерізі ярма відрізняється на одну ступень від кількості ступенів в перерізі стержня), $k_{п,п} = 1,02$ (пресовка стержня - розжарення з обмоткою, пресовка ярма - ярмові балки без бандажів), $k_{п,ш} = 1,01$ (враховує втрати при перешихтовці верхнього ярма), вираз $\sum p_3 \cdot n_3 \cdot \Pi_3$ враховує втрати в зоні стиків пластин магнітної системи з урахуванням кількості стиків різної форми.

Відхилення втрат холостого ходу від заданої величини складає - 14 %

$$\frac{P_x - P_{хзад}}{P_x} = \frac{543,5 - 465}{543,5} * 100\% = 14,4$$

5.3. Розрахунок струму холостого ходу

Активна складова струму холостого ходу:

$$i_{0a} = \frac{P_x}{10 \cdot S} = \frac{543.5}{10 \cdot 160} = 0.34 \%. \quad (5.3.1)$$

За табл. 8.17 [1] для різних індукцій визначимо повну питому намагнічуючу потужність в сталі q та в зоні шихтованого стика q_3 :

При $B_c = 1,617$ Тл., маємо:

$$q_c = 1.958 \text{ В} \cdot \text{А/кг},$$

$$q_{3,c} = 20480 \text{ В} \cdot \text{А/м}^2.$$

При $B_{я} = 1,617$ Тл., маємо:

$$q_{я} = 1.958 \text{ В} \cdot \text{А/кг},$$

$$q_{3,я} = 20480 \text{ В} \cdot \text{А/м}^2.$$

При $B_3 = 1,14$ Тл., маємо:

$$q_3 = 3700 \text{ В} \cdot \text{А/м}^2.$$

Повна намагнічуюча потужність(ф.8.43 [1]):

$$Q_x = \left[k_{m,p} \cdot k_{m,з} \left(q_c \cdot G_c + q_{я} \cdot G'_{я} - 4q_{я} \cdot G_y + \frac{q_c + q_{я}}{2} \cdot k_{m,y} \cdot k_{m,пл} \cdot G_y \right) + \sum q_3 \cdot n_3 \cdot \Pi_3 \right] \cdot k_{m,я} \cdot k_{m,п} \cdot k_{m,ш} = \left[1,49 \cdot 1,05 \left(1,958 \cdot 154,48 + 1,958 \cdot 95,75 - 4 \cdot 1,958 \cdot 7,792 + \frac{1,958 + 1,958}{2} \cdot 42,1 \cdot 1,272 \cdot 7,792 \right) + 4 \cdot 3700 \cdot 0,014 + 1 \cdot 20480 \cdot 0,01 + 2 \cdot 20480 \cdot 0,01 \right] \cdot 1 \cdot 1,04 \cdot 1,01 = 2274 \text{ В} \cdot \text{А}, \quad (5.3.2)$$

де - $k_{m,p} = 1,49$ (сталь без віджигу), $k_{m,з} = 1,05$ (задирки не зняти), $k_{m,y} = 42,1$ (плоска шихтована магнітна система має 4 косих кута та 2 прямих кута), $k_{m,я} = 1$ (кількість ступенів в перерізі ярма відрізняється на одну ступень від кількості ступенів в перерізі стержня), $k_{m,п} = 1,04$ (пресовка стержня - розжарення з обмоткою, пресовка ярма – ярмові балки без бандажів)

$k_{m,ш} = 1,01$ (враховує втрати при перешитовці верхнього ярма), $k_{m,пл} = 1,272$ (табл. 8.21 [1]).

Реактивна складова струму холостого ходу:

$$i_{0p} = \frac{Q_x}{10 \cdot S} = \frac{2274}{10 \cdot 160} = 1.421 \%. \quad (5.3.3)$$

Повний струм холостого ходу:

$$i_0 = \sqrt{i_{0a}^2 + i_{0p}^2} = \sqrt{0.34^2 + 1.421^2} = 1.461 \%. \quad (5.3.4)$$

Відхилення значення струму холостого ходу від заданого значення складає – 44 %.

$$\frac{i_{0зад} - i_0}{i_{0зад}} = \frac{2.6 - 1.461}{2.6} * 100\% = 44$$

6. Тепловий розрахунок бака

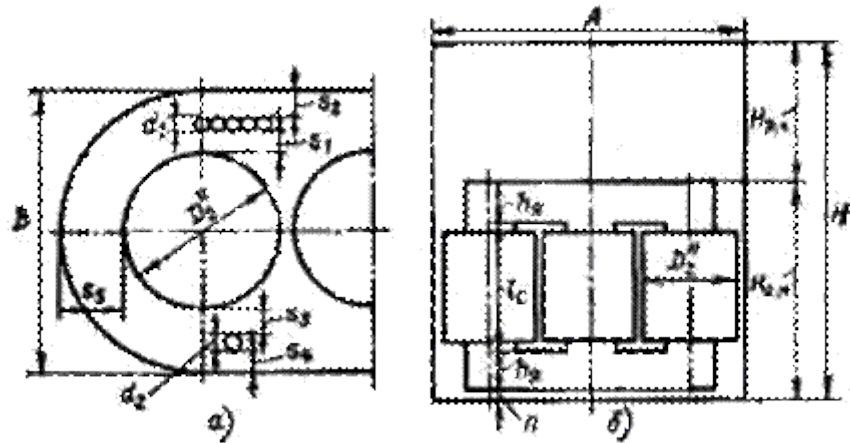


Рис. 6.1 основні розміри бака

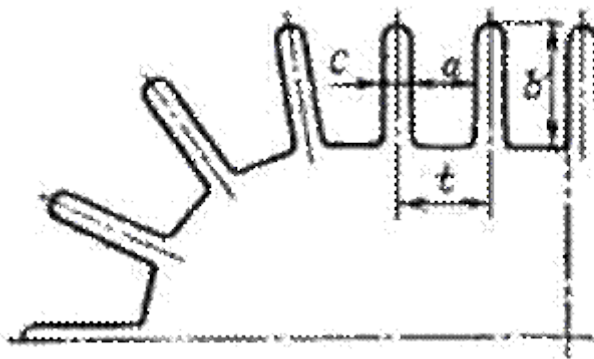


Рис. 5.4.2 форма і основні розміри стінки бака з хвилями

З табл. 9.4 [1] вибираємо бак зі стінками у вигляді хвиль (рис.9.14). Глибину бака від дна до кришки визначаємо за формулою:

$$H = H_{a.ч} + H_{я.к} , \quad (6.1)$$

де $H_{я.к}$ – відстань від верхнього ярма трансформатора до кришки бака, визначаємо з табл.9.5 [1], $H_{a.ч}$ – висота активної частини.

$$H_{a.ч} = l_c + 2 * h_я + n * 10^{-3} = 0,64 + 2 * 0,125 + 40 * 10^{-3} = 0,93 \text{ м}, \quad (6.2)$$

де l_c – висота стержня, м; $h_я$ – висота ярма, м; n – товщина прокладки під нижнє ярмо ($n = 30 - 50$ мм.).

$$\text{Тоді, } H = H_{a.ч} + H_{я.к} = 0,93 + 0,4 = 1,33 \text{ м.} \quad (6.3)$$

Мінімальну ширину бака визначаємо за формулою (ф.9.22 [1]):

$$B = D_2'' + (s_1 + s_2 + d_1 + s_3 + s_4 + d_2) * 10^{-3}, \quad (6.4)$$

де d_1 – діаметр ізольованого відводу ВН: $d_1 = 1,7$ мм; d_2 – розмір ізольованого відводу НН: $d_2 = 6,3$ мм; s_1 – ізоляційна відстань від ізольованого відводу обмотки ВН до власної обмотки і рівна йому відстань від відводу s_2 до стінки бака визначаємо з табл.4.11 [1], $s_1 = s_2 = 50$ мм; s_3 – ізоляційна відстань від відводу обмотки НН до обмотки ВН визначаємо з табл.4.12 [1], $s_3 = 50$ мм; s_4 – ізоляційна відстань від відводу обмотки НН до стінки бака визначаємо з табл.4.11 [1], $s_4 = 22$ мм; D_2'' – зовнішній діаметр обмотки ВН, м.

$$\begin{aligned} \text{Тоді, } B &= D_2'' + (s_1 + s_2 + d_1 + s_3 + d_2) * 10^{-3} = \\ &= 0,254 + (50 + 50 + 6,3 + 50 + 22 + 1,7) \cdot 10^{-3} = 0,434 \text{ м.} \end{aligned} \quad (6.5)$$

Мінімальна довжина бака:

$$A = 2 * C + D_2'' + 2 * s_5 * 10^{-3} = 2 \cdot 0,262 + 0,254 + 2 \cdot 78,3 \cdot 10^{-3} = 0,935 \text{ м.} \quad (6.6)$$

де C – відстань між осями сусідніх стержнів, м.

$$s_5 = s_3 + d_2 + s_4 = 50 + 6,3 + 22 = 78,3 \text{ мм.} \quad (6.7)$$

Перевищення температури масла в верхніх шарах в цьому випадку буде:

$$\theta_{м.в} = 65 - \theta_{0,м2,ср} = 65 - 18,3423 = 46,6577^\circ\text{C.} \quad (6.8)$$

Допустиме перевищення середньої температури масла над температурою охолоджуючого повітря для найбільш нагрітої обмотки:

$$\theta_{м.в.в} = 1,2 * \theta_{м.в} = 1,2 \cdot 46,6577 = 55,9822^\circ\text{C} < 60^\circ\text{C.} \quad (6.9)$$

Приймаємо попередньо перепад температур на внутрішній поверхні стінки баку $\theta_{м,б} = 5^\circ\text{C}$ та запас 2°C , знаходимо середнє перевищення температури зовнішньої стінки баку над температурою повітря:

$$\theta_{\delta, \text{в}} = \theta_{\text{м, в}} - \theta_{\text{м, \delta}} = 46,6577 - 5 - 2 = 39,6577^\circ\text{C}. \quad (6.10)$$

Для вибраного розміру бака розраховуємо орієнтовну поверхню конвекції гладкої стінки бака $\Pi'_{\text{к, гл}}$, якій дорівнює і орієнтовна поверхня випромінювання Π'_u цієї стінки, м^2 :

$$\Pi'_u = \Pi'_{\text{к, гл}} = [2 * (A - B) + \pi * B] * H + \Pi_{\text{кр}} * 0,5, \quad (6.11)$$

де A, B, H – розміри бака, м; $\Pi_{\text{кр}}$ – поверхня кришка бака, м^2 ; 0,5 – коефіцієнт, який враховує закриття частини поверхні кришки ізоляторами введів НН та ВН та різною арматурою.

$$\begin{aligned} \Pi_{\text{кр}} &= (A - B) * (B + 0,16) + \pi * \frac{(B+0,16)^2}{4} = (0,935 - 0,434) * \\ (0,434 + & \quad \quad \quad + 0,16) + \pi * \frac{(0,434+0,16)^2}{4} = 0,575 \text{ м}^2, \end{aligned} \quad (6.12)$$

$$\begin{aligned} \Pi'_u = \Pi'_{\text{к, гл}} &= [2 * (A - B) + \pi * B] * H + \Pi_{\text{кр}} * 0,5 = [2 * (0,935 - \\ 0,434) + & \quad \quad \quad + \pi * 0,434] * 1,33 + 0,575 * 0,5 = 5,24 \text{ м}^2. \end{aligned} \quad (6.13)$$

Визначаємо орієнтовну поверхню конвекції бака з хвилями, необхідну для забезпечення отриманого значення $\theta_{\delta, \text{в}}$, м^2 :

$$\begin{aligned} \Pi_{\text{к}} &= \frac{1,05 * \sum P}{2,5 * \theta_{\delta, \text{в}} * 1,25} - 1,12 * \Pi'_u = \\ &= \frac{1,05 * (1917 + 543,5)}{2,5 * 39,6577 * 1,25} - 1,12 * 5,24 = 20,8, \end{aligned} \quad (6.14)$$

де $\sum P = P_{\text{к}} + P_{\text{х}}$ – сумарні розрахункові втрати трансформатора, Вт.

За розд. 9.6 [1] (стор. 436) вибираємо розміри однієї хвилі (рис.9.14):

- ширина повітряного каналу $a = 25$ мм;
- ширина масляного каналу $c = 10$ мм;
- глибина хвилі $b = 200$ мм;
- товщина стінки хвилі $\delta = 1,0$ мм;
- висота хвилястої стінки $H_{\text{хв}} = H - 0,1 = 1,33 - 0,1 = 1,23$ м.

Тоді, крок хвилі, мм:

$$t = (a + c + 2 \delta) = (25 + 10 + 2 * 1,0) = 37 \text{ мм.} \quad (6.15)$$

Розгорнута довжина хвилі, м:

$$\begin{aligned} l_{xв} &= [2(b - c) + (t - 2c) + \pi c] * 10^{-3} = (2b + t - 0,86c) * 10^{-3} = \\ &= (2 * 200 + 37 - 0,86 * 10) * 10^{-3} = 0,428 \text{ м}^2. \end{aligned} \quad (6.16)$$

Коефіцієнт, що враховує утруднення конвекції повітря у каналах між сусідніми хвилями:

$$k_{xв} = 1 - b^2 / (190 * a^2) = 1 - 200^2 / (190 * 25^2) = 0,663. \quad (6.17)$$

Кількість хвиль, необхідна для забезпечення орієнтовної поверхні конвекції всього бака з хвилями $\Pi'_{к}$:

$$m_{xв} = \frac{\Pi'_{к} - \Pi'_{к,г\lambda}}{H_{xв}(l_{xв} * k_{xв} - t)} = \frac{20,8 - 5,24}{1,23 * (0,428 * 0,663 - 0,037)} = 51,2. \quad (6.18)$$

Приймаємо кількість хвиль $m_{xв} = 51$.

Повна поверхня конвекції хвиль, м²:

$$\Pi_{к,хв.} = m l_{xв} H_{xв} k_{xв} = 51 * 1,23 * 0,428 * 0,663 = 17,8 \text{ м}^2. \quad (6.19)$$

Поверхня конвекції гладкої частини бака, м²:

$$\begin{aligned} \Pi_{к,г\lambda} &= [2(A - B) + \pi B] H - m t H_{xв.} + 0,5 \Pi_{кр} = \\ &= [2 * (0,935 - 0,434) + 3,1416 * 0,434] * 1,33 - \\ &\quad - 51 * 0,037 * 1,23 + 0,5 * 0,575 = 2,92 \text{ м}^2. \end{aligned} \quad (6.20)$$

Повна поверхня конвекції бака з хвилями, м²:

$$P_k = P_{k,xв.} + P_{k,зл} = 17.8 + 2.92 = 20.7 \text{ м}^2. \quad (6.21)$$

При розташуванні всіх хвиль на прямолінійних частинах бокових поверхонь бака можна визначити реальну поверхню випромінювання, як

$$P'_u = P'_{к,зл.} = 5.24 \text{ м}^2.$$

6.1. Визначення перевищення температури обмоток та масла над температурою оточуючого середовища.

Середнє перевищення температури стінки бака над температурою оточуючого середовища:

$$\theta_{б,в} = \left[\frac{k \cdot (P_x + P_k)}{2,8 \cdot \Pi_u + 2,5 \cdot \Pi_k} \right]^{0.8} = \left[\frac{1,05 \cdot (1917 + 543.5)}{2,8 \cdot 5.24 + 2,5 \cdot 20.7} \right]^{0.8} = 18.7^\circ\text{C}, \quad (6.22)$$

де $k = 1,05$ при індивідуальному розрахунку; P_x, P_k – втрати холостого ходу та короткого замикання, Вт.

Середнє перевищення температури масла поблизу стінки над температурою стінки бака:

$$\theta_{м,б} = k_1 * 0,165 * \left[\frac{k \cdot (P_x + P_k)}{\sum \Pi_k} \right]^{0.6} = 1 \cdot 0,165 \cdot \left[\frac{1,05 \cdot (1917 + 543.5)}{5.24 + 20.7} \right]^{0.6} = 1.6^\circ\text{C}, \quad (6.23)$$

де $\sum \Pi_k$ – сума поверхонь конвекції гладкої частини, хвиль, кришки без врахування коефіцієнтів покращення чи погіршення конвекції; k_1 – коефіцієнт, рівний 1,0 при природному масляному охолодженні.

Перевищення температури масла в верхніх шарах над температурою оточуючого середовища:

$$\theta_{м,в.в} = \sigma * (\theta_{б,в} + \theta_{м,б}) = 1,2 \cdot (18.7 + 1.6) = 24.4^\circ\text{C}, \quad (6.24)$$

де коефіцієнт σ для баку з хвилями приймається рівним 1,2.

6.2. Наближене визначення маси конструктивних матеріалів і масла трансформатора.

Маса конструктивної сталі, кг:

$$\begin{aligned} G_{\text{ост}} &= 0,1 * (G_{\text{м1}} + G_{\text{м2}} + G_{\text{отв1}} + G_{\text{отв2}} + G_{\text{ст}}) = \\ &= 0,1 \cdot (15,0976 + 22,5294 + 1,9687 + 0,0581 + 250,2) = 29 \text{ кг}. \end{aligned} \quad (6.25)$$

Маса картону в ізоляції, кг:

$$G_{\text{карт1}} = 0,135 * G_{\text{м1}} = 0,135 \cdot 15,0976 = 2 \text{ кг}, \quad (6.26)$$

$$G_{\text{карт2}} = 0,135 * G_{\text{м2}} = 0,135 \cdot 22,5294 = 3 \text{ кг}. \quad (6.27)$$

Маса бака, кг:

$$\begin{aligned} G_{\text{б}} &= \gamma_{\text{ст}} * (\Pi_{\text{к}} * b_{\text{с}} + 2 * \Pi_{\text{кр}} * b_{\text{кр}}) = 7800 \cdot (20,7 \cdot 0,5 \cdot 10^{-3} + 2 \cdot 0,575 \cdot \\ &0,9 \cdot 10^{-3}) = 88 \text{ кг}, \end{aligned} \quad (6.28)$$

де $\gamma_{\text{ст}} = 7800 \text{ кг/м}^3$, $b_{\text{с}}$ та $b_{\text{кр}}$ - товщина стінок та кришки (і дна) бака відповідно.

Маса активної частини, тобто остова з обмотками (але без кришки), кг:

$$\begin{aligned} G_{\text{а,ч}} &= 1,2 * (G_{\text{м1}} + G_{\text{м2}} + G_{\text{отв1}} + G_{\text{отв2}} + G_{\text{ст}}) = \\ &= 1,2 \cdot (65,0976 + 89,5294 + 1,9687 + 0,0581 + 963,321) = 347 \text{ кг}. \end{aligned} \quad (6.29)$$

Об'єм активної частини, м³:

$$V_{\text{а,ч}} = \frac{G_{\text{а,ч}}}{\gamma_{\text{а,ч}}} = \frac{347}{5500} = 0,063 \text{ м}^3, \quad (6.30)$$

де $\gamma_{\text{а,ч}} = 5500 \div 6000 \text{ кг/м}^3$

Внутрішній об'єм бака, м³:

$$\begin{aligned} V_{\text{б}} &= \Pi_{\text{кр}} * H_{\text{а,ч}} = \left[(A - B) * B + \frac{\pi * B^2}{4} \right] * H = \left[(0,935 - 0,434) \cdot \right. \\ &0,434 + \left. \frac{\pi \cdot 0,434^2}{4} \right] \cdot 1,33 = 0,486. \end{aligned} \quad (6.31)$$

Об'єм масла в хвилях, м³:

$$V_{x\delta} = c * \epsilon * H_{x\delta} * m_{x\delta} = 0,01 \cdot 0,2 \cdot 1,0435 \cdot 51 = 0,11. \quad (6.32)$$

Маса масла трансформатора, кг:

$$\begin{aligned} G_M &= 1,05 * \rho_M * (V_{\delta} - V_{a,\text{ч}} + V_{M,x\delta}) = 1,05 \cdot 900 \cdot (0,486 - 0,063 + 0,11) \\ &= \\ &= 503. \end{aligned} \quad (6.33)$$

Об'єм масла в трансформаторі, м³:

$$V_M = \frac{G_M}{\rho_M} = \frac{503}{900} = 0,559. \quad (6.34)$$

де ρ_M – густина масла, $\rho_M = 900 \text{ кг/м}^3$.

7. Розрахунок робочих характеристик

7.1. Розрахунок залежності ККД від навантаження

Розрахунок залежності ККД від навантаження при $\cos \varphi_2 = 0,8$ та $\cos \varphi_2 = 1$ (рис.11).

ККД визначаємо за формулою:

$$\eta = 1 - \frac{\beta^2 \cdot P_k + P_x}{\beta \cdot S_N \cdot \cos \varphi_2 + \beta^2 \cdot P_k + P_x},$$

де $\beta = \frac{I_2}{I_{2N}}$ – коефіцієнт завантаження; P_k, P_x – втрати короткого замикання

та холостого ходу, кВт; S_N – номінальна потужність трансформатора, кВ·А.

$$\beta := 0,0.1..1.2; \quad P_x = 0,465 \text{ кВт}; \quad P_k = 1.97 \text{ кВт};$$

$$\cos \varphi_2 = 1; \quad \cos \varphi_2 = 0,8; \quad S_N = 100 \text{ кВ} \cdot \text{А};$$

$$\eta_{0.8}(\beta) := 1 - \frac{\beta^2 \cdot P_k + P_x}{\beta \cdot S_N \cdot 0.8 + \beta^2 \cdot P_k + P_x};$$

$$\eta_1(\beta) := 1 - \frac{\beta^2 \cdot P_k + P_x}{\beta \cdot S_N \cdot 1 + \beta^2 \cdot P_k + P_x};$$

$\beta =$	$\eta_{0.8}(\beta) =$	$\eta_1(\beta) =$
0	0	0
0.1	0.9429	0.9538
0.2	0.9671	0.9735
0.3	0.9739	0.979
0.4	0.9762	0.9809
0.5	0.9766	0.9812
0.6	0.9761	0.9808
0.7	0.9751	0.98
0.8	0.9737	0.9789
0.9	0.9722	0.9776
1	0.9705	0.9762
1.1	0.9686	0.9748
1.2	0.9667	0.9732

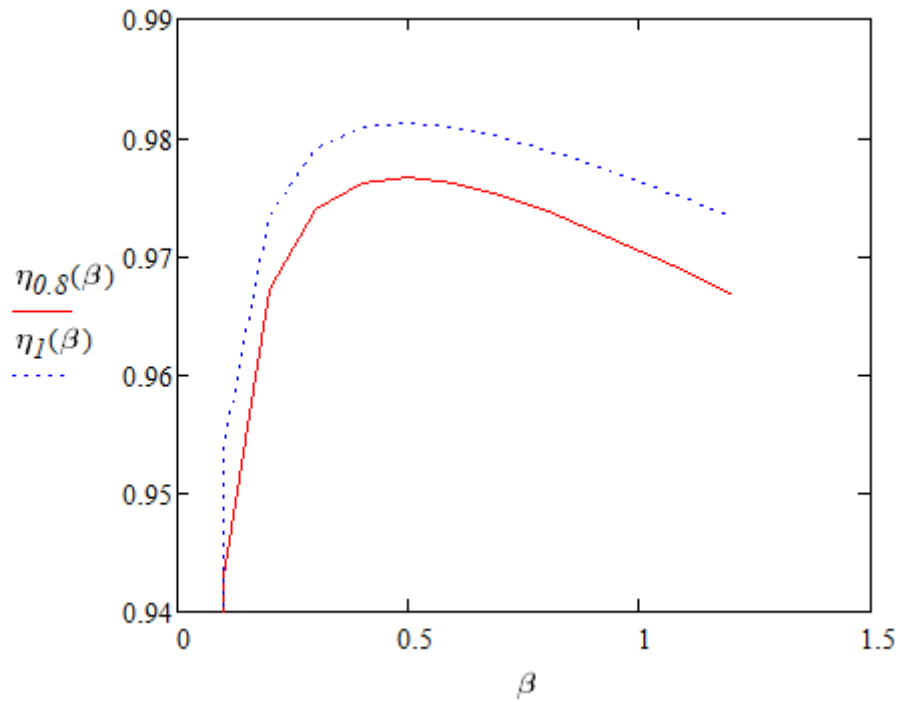


Рис.7.1 Залежність $\eta = f(\beta)$ при $\cos \varphi_2 = 0,8$ та $\cos \varphi_2 = 1$.

7.2. Залежність вторинної напруги трансформатора від навантаження

Розрахунок залежності вторинної напруги трансформатора від навантаження при $\cos \varphi_2 = 0,8$ (рис.7.2).

Значення вторинної напруги визначаємо за формулою:

$$U_2' = U_{2N}' - \Delta U_1,$$

де $\Delta U_1 = (u_a \cdot \cos \varphi_2 + u_p \cdot \sin \varphi_2) \cdot \beta$; u_a, u_p – активна та реактивна складові напруги короткого замикання, %; $U_{2N}' = 100\%$ – номінальна напруга.

$$u_a = 2\%; u_p = 3.951\%; U_{2N}' := 100\%; \cos \varphi_2 = 0,8; \sin \varphi_2 = 0,6.$$

$$U_2(\beta) := U_{2N}' - (u_a \cdot 0.8 + u_p \cdot 0.6) \cdot \beta;$$

$\beta =$

0
0.1
0.2
0.3
0.4
0.5
0.6
0.7
0.8
0.9
1
1.1
1.2

$U_2(\beta) =$

100
99.6029
99.2059
98.8088
98.4118
98.0147
97.6176
97.2206
96.8235
96.4265
96.0294
95.6323
95.2353

8. Спецпитання: Аналіз способів контролю стану ізоляції електричних машин .

Відомо , що однією з причин аварій електричних машин є пошкодження ізоляції (понад 40% у порівнянні з іншими факторами). Ізоляційна конструкція електричних машин зазвичай має складну багатошарову структуру. Зміна у часі фізикохімічних показників, що характеризують процес старіння ізоляції, проявляється у вигляді мікротріщин, мікропор, утворень молекулярних структур провідникового походження та інших дефектів. Зважаючи на умови, що впливають на електричну міцність ізоляції, слід зробити висновок про необхідність врахування структури та кількості дефектів. Водночас при виконанні процесу діагностування технічного стану ізоляції слід враховувати не тільки енергію хімічних зв'язків та масштаби дефектів діелектричної речовини, але й умови експлуатації електричної машини. Методами неруйнівного контролю неможливо визначити енергію хімічних зв'язків та оцінити ступінь дефектів (для цього застосовуються методи руйнівного контролю).

У процесі технічного обслуговування і ремонту за фактичним станом найбільшого поширення набули неруйнівні методи діагностики, які, однак, на сьогодні потребують подальшого вдосконалення. Методи контролю стану ізоляції, які базуються на вимірах неелектричних величин , потребують точної інформації про фізичні властивості матеріалів та коефіцієнтів, які зазвичай неможливо виміряти або отримати. Крім того, ці параметри та коефіцієнти з часом змінюються. Найбільш розповсюдженими є методи неруйнівного контролю технічного стану ізоляції за електричними явищами.

8.1. Комплексне оцінювання поточного технічного стану ізоляції

Методи неруйнівного контролю можна класифікувати за параметром, що вимірюється або розраховується. До цих параметрів належать: опір

постійному струму, коефіцієнт абсорбції, індекс поляризації, тангенс кута діелектричних

втрат, рівень зворотної напруги, інтенсивність та амплітуда часткових розрядів. Окреме використання цих методів не дозволяє адекватно оцінити технічний стан ізоляції. Опір постійному струму дозволяє виявити лише грубі дефекти, а для сухої пошкодженої ізоляції зі значним строком служби опір може дорівнювати опору нової ізоляції. Коефіцієнт абсорбції та індекс поляризації значно залежать від зволоженості повітря та температури ізоляції, тому результати вимірювань дуже складно інтерпретувати. Інколи мають місце випадки, коли результат діагностики за частковими розрядами вказують на критичний стан ізоляції, але двигун ще працює значний час без аварій .

Складність інтерпретації результатів вимірювань за кожним окремим параметром пов'язана із залежністю цих результатів від умов вимірювань (температура, вологість) та природи дефектів (фізичне старіння, хімічне старіння, забруднення і т.д.). Ці умови і створюють розбіжності в результатах різних параметрів. Для покращення інтерпретації результатів вимірювань необхідно розглядати їх не окремо, а в комплексі.

Отже, кожен з параметрів, що розглядається, окремо не надає достатньої інформації для прийняття рішення про необхідність проведення ремонту електричної машини та визначення масштабу цього ремонту. Пропонується враховувати всі параметри, що характеризують технічний стан ізоляції, одночасно. Це дозволить значно підвищити достовірність оцінки технічного стану ізоляції.

Для врахування всіх параметрів необхідно попередньо виконати їх нормування, тобто звести кожен параметр до одиниці. Пропонується за базову величину прийняти діапазон зміни параметра від найгіршого значення до найліпшого. Виходячи з базового діапазону для кожного параметра, визначається коефіцієнт відповідності нормам Кн. Якщо параметр

знаходиться на максимально припустимій межі, то $K_n=0$. Якщо величина параметра дорівнює найкращому значенню з базового діапазону, то $K_n = 1$.

Зі всього різноманіття параметрів неможливо виділити групу, або групи параметрів, які могли б у рівній мірі визначати технічний стан ізоляції. Тому необхідно враховувати вагомість кожного з параметрів. Для цього кожному параметру повинен відповідати ваговий коефіцієнт m . Для визначення цього коефіцієнта застосовано метод аналізу ієрархій (МАІ).

МАІ – один із найпоширеніших методів визначення вагових коефіцієнтів у статистичному аналізі. Для визначення вихідних даних для МАІ були проведені дослідження в умовах спеціалізованого електроремонтного підприємства з 5-ма електричними машинами з різним станом ізоляції. Технічний стан ізоляції оцінювався методами руйнівного контролю (хімічний аналіз, аналіз під мікроскопом, випробування на електричну міцність). У методі аналізу ієрархій попарно порівнюються різні параметри. Потім порівнюються результати аналізу технічного стану різних зразків ізоляції за всіма параметрами окремо. Всі результати порівнянь заносяться до матриць, за якими розраховуються вагові коефіцієнти. Сума всіх вагових коефіцієнтів дорівнює 1.

Результати розрахунків наведені в табл. 1.

Табл.

1

Параметр	Позначення	Ваговий коефіцієнт
Опір постійному струму	R_{60}	0,045
Коефіцієнт абсорбції	$K_{абс}$	0,149
Коефіцієнт нелінійності	$K_{нл}$	0,049
Коефіцієнт діелектричної абсорбції	DAR	0,189
Індекс поляризації	PI	0,194

Тангенс кута діелектричних втрат	$\text{tg}\delta$	0,185
Постійна часу релаксації	τ	0,189
ІТОГО		1

При комплексному оцінюванні технічного стану ізоляції електричних машин для кожного i -го параметру враховується його нормоване значення $K_{\text{норм } i}$ та ваговий коефіцієнт m_i . Комплексний показник технічного стану ізоляції Q розраховується за формулою:

$$Q = \sum_{i=1}^N (K_{\text{норм. } i} \cdot m_i)$$

У таблиці 2 наведені результати досліджень стану ізоляції електричних машин напругою 6 кВ на діючих промислових установках. Порівнюючи результати досліджень та відомості про експлуатацію можна сказати, що оцінювання за комплексним показником надає адекватну інформацію про поточний технічний стан ізоляції.

Табл.

2

№ Двигу на	P, МВт	Нормоване значення парметру, $K_{\text{норм}}$							Q	Строк служби ізоляції
		R60	Кабс	$K_{\text{НЛ}}$	DAR	PI	$\text{tg}\delta$	τ		
№ 1	2600	0	0	0.13	0	0	0.84	0	0.16	20 років
№ 2	2000	0	0	0.8	0	0	0.69	0	0.17	23 роки
№ 3	3200	1	1	1	0.67	0.5	0.61	0	0.58	3 роки
№ 4	2000	1	1	1	0.67	0.07	0.54	0	0.48	4 роки
№ 5	8000	1	1	1	1	0.93	0.8	0.1	0.78	1 рік

№ 6	4000	1	1	1	1	1	1	0.25	0.85	Нова ізоляція
-----	------	---	---	---	---	---	---	------	------	---------------

Комплексне оцінювання поточного технічного стану ізоляції забезпечує адекватні результати, зменшуючи при цьому ризик виникнення помилкових висновків. Комплексний показник технічного стану ізоляції може використовуватись для планування черговості ремонтних робіт.

Подальше вдосконалення наведеного підходу полягає у підвищенні точності розрахунку вагових коефіцієнтів та встановленні на основі статистичних даних відповідності значень комплексного показника Q та необхідних дій. Тобто необхідно визначити, при якому Q ізоляція потребує капітального ремонту, відновлювального ремонту, або не потребує ремонту взагалі.

8.2 Існуючі методи діагности ізоляції обмоток електричних машин та трансформаторів

В процесі виготовлення і експлуатації електричні вироби піддаються різним впливам, здатним значно погіршити їх властивості. При виготовленні ізоляційні конструкції піддаються: а) при сушці і просоченні ізоляції впливу високих температур, в ряді випадків значно вище їх класу нагрівостійкості. При необхідності двох- і трикратних просочень, так як це має місце при виготовленні електрообладнання для роботи в країнах з тропічним кліматом. б) при виготовленні обмоток в результаті механічного впливу, передусім витягування проводу, може відбутися пошкодження ізоляції проводу. Дефекти які виникли в плівці емалі призводять до значного зниження пробивної напруги виткової ізоляції а також до зниження класу нагрівостійкості обмотки.

Механічні напруження, які виникають в плівці емалі в результаті витягування проводу, продовжують діяти при експлуатації виробів і

сприяють пришвидшеному старінню виткової ізоляції. Для більшості емальованих проводів допустиме витягування не повинно перевищувати 10%, так як при більшому витягуванні різко зменшується термін дії виткової ізоляції.

На ізоляцію обмотувальних проводів, особливо емальованих, чинять сильний вплив просочувальні лаки і компаунди. Застосовувані в даний час просочувальні лаки і компаунди на основі синтетичних смол повинні бути ретельно перевірені на сумісність з витковою ізоляцією обмотувальних проводів, так як можливі значні пошкодження емалевої ізоляції при просоченні.

Пошкодження можуть викликати, як розчинники лаків, так і плівкоутворювальні речовини. Пошкодження емалевої ізоляції проводів може відбуватися і під дією плівкоутворювальної речовини лаку для просочування.

При експлуатації електротехнічних виробів вони піддаються комплексному впливу наступних факторів: 1) нагрівання, зумовленого протіканням струму по провідниках, діелектричним втратам та втратами в феромагнітних осердях; 2) механічним напругам, що виникають в результаті різного значення коефіцієнта лінійного розширення використовуваних матеріалів (термомеханічні напруги). Ці напруги особливо небезпечні при наявності термореактивної ізоляції, що не володіє досить високою еластичністю; механічною напругою, обумовленою взаємодією провідників при протіканні по ній струму, від відцентрових сил в обертових частинах, від вібрацій; 3) дії електричного поля.

Виникаючі часткові розряди в газових включеннях ізоляції призводять до передчасного виходу з ладу ізоляції; 4) впливів кліматичних факторів зовнішнього середовища: температури, вологості повітря, тиску повітря або газу (висоти над рівнем моря), сонячного випромінювання, дощу, вітру, пилу (у тому числі сніжного), зміни температур, соляного туману, інію,

гідростатичного тиску води, дії цвілевих грибів, вмісту в повітрі корозійно-активних агентів . Найбільш жорсткі кліматичні чинники зовнішнього середовища, що діють у державах Африки, Азії, Південної та Центральної Америки.

Основними документами, що регламентують умови експлуатації електричних машин, є стандарти, що визначають загальні технічні вимоги до електричних машин. .

Умови роботи ізоляційних матеріалів, крім стандартів на машини, регламентуються у відповідності з нормативними документами і відповідними публікаціями.

В процесі експлуатації і зберігання відбувається розвиток дефектів як "закладених" у процесі виготовлення, так і новостворених.

В процесі роботи на обмотки електричних машин впливають електромагнітні та механічні зусилля, які досягають великих значень при пусках і реверсуванні.

Так, пускові струми короткозамкнених електродвигунів перевищують номінальні у 5-7 разів, у зв'язку з чим на обмотки діють значні електродинамічні сили значення яких пропорційні квадрату струму. Під дією цих зусиль в ізоляції виникають тріщини, а також механічні пошкодження. Розвиток дефекту ізоляції відбувається під впливом зволоження, термічних руйнувань, механічних пошкоджень, електричного поля робочої напруги і перенапруги, забруднень і. Попадання вологи зазвичай пов'язано зі зміною температурних умов. Процес утворення дефекту і руйнування ізоляції протікає спочатку досить повільно і лише на останніх стадіях має стрибкоподібний характер, закінчуючись коротким замиканням, вибухом і руйнуванням ізолятора. Іноді волога яка потрапила встигає випаруватися під дією тепла, що виділяється. Якщо при цьому не утворилося провідного каналу, процес розвитку дефекту може призупинитися.

Термічні руйнування виникають внаслідок нагрівання при перенавантаженнях і при протіканні струмів короткого замикання. До зносу ізоляції може призводити тертя між витками і витків об корпусну ізоляцію, що виникає в електричних машинах через різні коефіцієнти теплового розширення міді обмоток і активної сталі сердечників.

Зазвичай таке тертя відбувається при нагріванні електричних машин під час пуску і роботи, а також при охолодженні після її вимкнення з мережі. Процес розвитку дефектів у міжвитковій ізоляції виспних обмоток електричних машин можна представити наступним чином. Якщо ізоляція не має технологічних дефектів, то під дією температури, вібрації, зволоження, зовнішнього середовища та інших факторів протягом часу відбувається поступове старіння ізоляції, що виражається в її усиханні, випаровуванні летких компонентів, втрати еластичності, виникнення пор і тріщин.

У найбільш "слабких" місцях ізоляції виникають місцеві дефекти, що мають низьке значення напруги пробою. У моменти перенапруги (атмосферних або комутаційних) в місці дефекту виникають іскрові розряди, які повторюються при кожному наступному перенапруженні, значення якого перевищує напругу пробою місця дефекту.

Внаслідок дії розрядів пробивна напруга поступово зменшується до тих пір, коли в місці дефекту починає виникати дуговий розряд від робочої напруги між витками. В цьому випадку відбувається повне міжвиткове замикання і обмотка електродвигуна виходить з ладу. У зв'язку з тим, що пробивна напруга у місці дефекту після 1-го пробою досить велика, а перенапруги в витках обмоток досягають значення пробивної напруги не часто, з моменту виникнення явного дефекту в ізоляції до повного пробою часто проходить значний час.

Процес розвитку дефектів в поперечній (корпусних та міжфазної ізоляції протікає аналогічним шляхом). При цьому треба врахувати, що саме поперечна ізоляція перша відчуває зовнішні впливи і піддається значним

перенавантаженням. Метою діагностування є забезпечення найбільш економічної експлуатації електрообладнання шляхом скорочення до мінімуму витрат на технічне обслуговування і ремонт. Ця мета досягається визначенням технічного стану електрообладнання, що дозволяє своєчасно запобігати відмовам,

скорочувати простої через несправності, проводити комплекс заходів по підтримці працездатності електроустаткування згідно з даними діагностування, тобто мета досягається за допомогою управління технічним станом електрообладнання в процесі експлуатації.

Основне завдання діагностування полягає в отриманні достовірної інформації про технічний стан електрообладнання без розбирання, бажано на робочому місці. Завдання діагностування в системі експлуатації електрообладнання полягають у встановленні необхідності заміни змінних вузлів і деталей, необхідності ремонтних впливів поточного або капітального ремонтів; оцінки можливих відмов електрообладнання; якості проведення ремонтних робіт. Електрообладнання в процесі експлуатації може перебувати в безлічі станів.

Ці безліч станів можна розділити у відповідності з нормативними документами на дві області: справний і несправний стан. Для того, щоб встановити в якій області станів справного чи несправного знаходиться дане електрообладнання, при діагностуванні визначають його працездатність. Аналіз справного стану електрообладнання повинен дозволити встановити ступінь працездатності та момент його переходу в область несправних станів, тобто прогнозувати стан електрообладнання.

Якщо електрообладнання знаходиться в області несправних станів, то однією з головних задач діагностування є пошук несправності і причин їх виникнення. Таким чином, діагностика є розвитком профілактичних випробувань. Термін "профілактика ізоляції" означає випробування

ізоляційних конструкцій і пристроїв з метою виявлення дефектів в ізоляції та подальшого її відновлення. При розробці методів діагностування електрообладнання основним завданням є визначення оптимального набору параметрів, що характеризують технічний стан контрольованого об'єкту.

Параметри, величини яку доцільно вимірювати при діагностуванні електрообладнання, характеризуються номінальними значеннями і полем допусків, залежностями номінальних значень від зовнішнього середовища, наприклад, струмів витоку ізоляції від ступеня її зволоження, закономірностями зміни в залежності від часу експлуатації або напрацювання, необхідною точністю вимірювань та ін.

Параметри, за якими проводиться діагностика, можна умовно класифікувати на їх фізичній основі - електричні величини, опір, ємність, $tg \alpha$, струми витоку і т. п., теплові величини, зміна теплового поля машини і т. д.

За способом вимірювання - прямі і непрямі методи вимірювання. По інформативності - узагальнені і локальні. Загальні вимоги, що пред'являються до методів діагностики, наступні: метод повинен забезпечувати достатню інформативність і достовірність результатів; при проведенні вимірювань не вимагати режимів роботи електрообладнання або умов проведення випробувань, які важко здійснити на практиці; реалізація методу і використані кошти повинні бути досить прості і надійні в практичних умовах; бути економічним, тобто забезпечувати зниження витрат і часу на діагностування при інших рівних умовах. Розглянемо основні параметри ізоляції, які в даний час використовуються в профілактичних випробуваннях, оскільки система діагностики в даний час тільки створюється. Саме тому особливо важливо провести порівняльну оцінку використовуваних методів і параметрів. В теперішній час особливу увагу почали приділяти контролю обладнання «за станом», а не за системою планово-попереджувальних ремонтів. Це стало можливим завдяки

використанню методів та засобів контролю та аналізу поточного технічного стану. Перевага даного підходу полягає в тому, що ремонт виконується тільки для того обладнання, якому він необхідний, оцінка стану виконується в процесі експлуатації, без будь-яких розбирань та ревізій, на базі контролю та аналізу відповідних параметрів. Також цей підхід є джерелом суттєвого підвищення конкурентоспроможності, рентабельності та прибутковості підприємства. Цьому сприяє розвиток мікропроцесорної та комп'ютерної техніки.

Витрати на технічне обслуговування електродвигунів знижуються на 50-75% у порівнянні з обслуговуванням за системою плановопереджувальних ремонтів .

Для впровадження технології обслуговування «за станом» необхідна повна діагностика об'єкту, причому бажано виявляти усі дефекти, що впливають на ресурс, задовго до відмови, щоб підготуватися до ремонту. Таким чином, із усього вище переліченого видно актуальність проблеми розробки та вдосконалення методів та засобів діагностування технічного стану електродвигунів на основі контролю параметрів робочих режимів. Найпоширенішим методом діагностики електродвигунів в наш час є вібродіагностика, заснована на вимірі і аналізі вібрацій корпусу двигуна. Комплекс параметрів вібрації практично повністю характеризує технічний стан працюючого агрегату і дозволяє прогнозувати виникнення несправностей і аварій АД і електромеханічного устаткування.

Не дивлячись на розвиненість технічних засобів виміру вібрацій і методів їх аналізу, вібродіагностика має ряд недоліків, зумовлених контактним способом кріплення датчиків до об'єкту. Додаткову інформацію про технічний

стан об'єкту можна отримати на основі вимірів тимчасових і спектральних характеристик фазних струмів і полів розсіяння, що існують поза корпусом

двигуна. Дані методи діагностики є безконтактними, що є безперечною їх перевагою перед вібродіагностикою. Із розвитком обчислювальної техніки з'явилися розробки автоматичних та автоматизованих систем діагностики електродвигунів. При цьому для їх реалізації в якості діагностичних параметрів пропонуються різні робочі параметри електродвигуна. Автоматизована система діагностики двигуна. В роботі окремо виділена діагностика електродвигунів, для яких характерні часті включення і відключення напруги живлення. Наголошується необхідність діагностування таких двигунів в перехідних режимах роботи.

У роботі розглянутий автоматизований вимірювальний комплекс, за допомогою якого виконувалися виміри діагностичних параметрів об'єкту дослідження. До складу комплексу входять: персональний комп'ютер, спеціалізована плата збору даних, що розміщується в роз'ємі системної магістралі комп'ютера, датчики індуктивного типу для виміру фазних струмів і полів розсіяння електродвигуна, програмне забезпечення.

В роботі розглянуто метод діагностики асинхронних двигунів середньої потужності за результатами приймально-здавальних випробувань. Розроблена і реалізована на ЕОМ математична модель розрахунку конкретних значень показників якості асинхронних двигунів за результатами приймально-здавальних випробувань, використання якої можливо в технологічному процесі виготовлення асинхронних двигунів. Також в даній роботі розроблена математична модель пошуку причин виходу показників якості за допустимі межі і програма для аналізу даних причин для ЕОМ, створено алгоритм діагностики впливу вхідних параметрів на якість технічних характеристик.

Ця робота присвячена діагностуванню ексцентрисистету ротора асинхронних двигунів по гармонійному складу струму статора. У ній на підставі результатів математичного моделювання і фізичного експерименту вперше встановлено взаємозв'язок амплітуд гармонійних складових спектру

споживаного струму для деяких типів АД з величиною ексцентриситету, що дозволяє оцінювати граничні параметри ексцентриситету ротора в працюючому електродвигуні. Також в цій роботі запропонована вдосконалена математична модель асинхронного електродвигуна з ексцентриситетом ротора на основі аналітичного виразу величини взаємної індуктивності, що характеризує вплив ексцентриситету ротора на гармонійний склад струму статора, що відрізняється

від відомих тим, що дозволяє за допомогою стандартних програм, що використовуються для моделювання роботи асинхронних електродвигунів, для різних типів АД з погрішністю не більше 10% розраховувати порядок і значення вищих гармонік струму статора, що створюються ексцентриситетом.

За результатами отриманих в роботі даних зроблено висновок, що при діагностуванні ексцентриситету ротора АД переносними пристроями доцільно використовувати спектральний аналіз струму лише однієї фази, тоді як при

діагностуванні потужних і відповідальних АД, в ланцюзі живлення яких встановлені датчики струму в трьох фазах живлення, доцільно використовувати аналіз спектрального складу узагальненого вектора струму статора з метою розпізнавання не лише ексцентриситету ротора, але і інших пошкоджень асинхронного двигуна.

Слід зазначити, що запропонований в даній роботі спосіб автоматичного контролю ексцентриситету ротора АД відрізняється від вже існуючих, тим, що порівняння гармонік струму статора, отриманих в результаті спектрального аналізу отримують із заданими значеннями гармонік струму на характерних частотах. Запропонований спосіб дозволяє підвищити надійність і селективність розпізнавання ексцентрисистета на ранній стадії його розвитку.

Мікропроцесорний пристрій контролю ексцентриситету ротора, розроблений за результатами роботи, дозволяє виявляти недопустимий рівень ексцентриситету ротора в АД, що перевищує 30% номінального значення повітряного зазору.

Аналітичний спосіб розрахунку струмів і моментів при дефекті одного стрижня короткозамкненої клітки ротора приведений в даній роботі. У цьому способі використано поняття векторів, що зображують, введена у функціональні зв'язки характеристика намагнічування магнітного ланцюга машини і врахований електромагнітний зв'язок МРС різних послідовностей ротора з обмоткою статора. Також в цій роботі розвинено метод симетричних складових стосовно електричних машин.

Показано, що кожна послідовність струмів ротора створює МРС, число періодів і напрям обертання якої залежить від порядку послідовності.

Виконані дослідження АД з симетричною і несиметричною клітками ротора в тривалому режимі під навантаженням.

При незмінній потужності на валу визначені перевищення температури обмотки статора і ротора і показано, що через обрив одного стрижня клітки

ротора перевищення температури обмотки статора і ротора може збільшуватися на декілька градусів. В роботі пропонується роботоспроможність асинхронних електродвигунів визначати за їхнім функціональним станом. Цей стан представлений трьома варіантами – двома функціональними (номінальним та неномінальним) та одним нефункціональним – і охарактеризований за допомоги таких показників, як корисна потужність на валу електродвигуна та швидкість витрати ресурсу обмотки статора. Визначено, що змінення швидкості витрати ресурсу за умов незмінної потужності на валу електродвигуна зумовлено виникненням пошкоджень в його вузлах.

Встановлений взаємозв'язок між зміненнями втрат активної потужності ті зміненням 22 функціонального стану АД, на основі якого розроблений новий метод діагностування, який дає можливість контролювати роботоспроможність двигуна в процесі виробничої експлуатації та знаходити пошкоджені вузли. В роботі розроблено метод діагностування обмоток статора і ротора асинхронного двигуна з короткозамкненим ротором за даними контролю миттєвих значень фазних струмів та напруг в робочих режимах, який відрізняється від відомих методів тим, що для оцінки технічного стану електродвигуна використовується комплексний критерій справності, що оснований на використанні симетричних складових струму статора та кута нахилу механічної характеристики АД в області робочих ковзань. З ціллю врахування впливу несиметрії напруги живлення на результати діагностики, розроблено метод, оснований на порівнянні величин фазних опорів електро- двигуна, які розраховуються за даними контролю миттєвих значень фазних струмів та напруг.

Запропоновані узагальнені залежності комплексного критерію справності для АД з КЗР різних типів при різних видах дефектів обмоток статора і ротора, які використовуються для визначення граничних значень цього критерію. В роботі розроблені засоби та пристрої, що не тільки визначають факт замикання витків в робочому режимі АД, але й дозволяють виявляти без розбирання двигуна пошкоджену секцію обмотки статора, виявляти ексцентриситет ротора на працюючому двигуні. Крім того, захист АД був доповнений блоками , що дозволяють виявляти пуск, що затягнувся, опрокидування, заклинювання ротору.

Набір функцій захисно-діагностичного пристрою залежить від ступеню відповідальності агрегату із електродвигуном в технологічному процесі, виду електродвигуна, конструкції обмоток статора і ротора, номінальної швидкості та напруги. Так, пристрій для відповідального одношвидкісного

АД напругою вище 1 кВ потужністю до 2000 кВт повинні реагувати на короткі замикання обмотки статора, включаючи замикання витків однієї фази, замикання на землю обмотки статора, симетричні та несиметричні перевантаження, зниження опору ізоляції обмотки статора, обрив стрижнів ротора, пуски, що не відбулися або затягнулися, заклинювання ротора працюючого АД, старіння ізоляції; знаходити пошкодження підшипників, ексцентриситет ротора, перекіс вісей ротора АД і механізма, обрив зв'язку між АД та механізмом.

Незважаючи на очевидні достоїнства описаного пристрою, недоліком слід признати те, що для його реалізації потрібно внести зміни у конструкцію електродвигуна.

Контроль стану ізоляції трансформаторів перед введенням у експлуатацію

Стан трансформатора до і під час монтажу перевіряється в такому порядку та обсязі:

- зовнішній огляд і перевірка наявності пломб на кранах і пробці для відбирання проби масла;
- відбирання проби масла з трансформатора і випробування в обсязі скороченого аналізу;
- вимірювання опору ізоляції R60, і визначення відношення R60" / R15";

Для трансформаторів потужністю до 630 кВ•А достатньо виконати випробування масла тільки на пробивну напругу. Крім того, в маслі не має бути слідів води. Необхідно виміряти опір ізоляції R60" і записати його значення в протоколі випробування.

Трансформатори на напругу до 35 кВ потужністю до 10000 кВ•А і більше, які транспортуються з маслом без розширювача

Стан трансформатора до і під час монтажу перевіряється в такому порядку та обсязі:

- зовнішній огляд і перевірка наявності пломб на кранах і на пробці для відбирання проби масла, випробування на герметичність;
- відбирання проби масла з трансформатора і випробування в обсязі скороченого аналізу;
- вимірювання опору ізоляції R60" і визначення відношень R60" / R15" або tg δ обмоток після закінчення монтажу та заливання трансформатора маслом.

Трансформатори на напругу до 35 кВ усіх потужностей підлягають конт-рольному прогріванню згідно з заводськими інструкціями в таких випадках:

- при ознаках зволоження масла;
- якщо тривалість зберігання під час монтажу без доливання масла перевищує зазначену в інструкції, але не більше семи місяців;
- якщо час знаходження активної частини трансформатора на повітрі перевищує час, зазначений у інструкції, але не більше ніж у два рази;
- якщо характеристики ізоляції не відповідають нормам.

Підсушування трансформаторів на напругу 110-750 кВ виконується при порушенні вимог РД 16.363 із запобігання ізоляції трансформаторів від зволоження або одержанні незадовільних результатів вимірювань і перевірок у таких випадках:

- якщо попереднє оцінення стану ізоляції трансформатора виконувалось після десяти днів з моменту його прибуття;
- якщо порушено умови зберігання, герметизації, заливання та доливання трансформатора маслом, передбачені РД 16.363
- якщо вміст води зразка ізоляції товщиною 3 мм для трансформаторів потужністю не більше 60 МВ•А не перевищує 1 %.

Методика вимірювання характеристик ізоляції

Характеристики ізоляції допускається вимірювати не раніше ніж через 12 год після закінчення заливання трансформатора маслом. Характеристики ізоляції вимірюються при температурі ізоляції не нижче 10 °С - для трансформаторів на напругу до 150 кВ; при температурі 20 °С - для трансформаторів на напругу 220-750 кВ і при температурі, наближеній до температури, зазначеної в паспорті, - для реакторів 500 кВ і вище (різниця не більше 5 °С).

Перед вимірюванням характеристик ізоляції поверхню вводів трансформатора необхідно протерти.

Під час вимірювання характеристик ізоляції при великому вмісті вологи в повітрі, або неможливості забезпечити чистоту поверхні вводів, рекомендується використовувати екрани.

За температуру ізоляції трансформатора, який не піддавався нагріванню, приймається температура верхніх шарів масла. У трансформаторах на напругу вище 35 кВ, залитих маслом, за температуру ізоляції слід приймати температуру фази В обмотки ВН, яка визначається за її опором постійному струмові.

Послі- довність вимірю- вань	Двообмоткові транс- форматори		Триобмоткові транс- форматори		Автотрансформа- тори		Шунтуючі реактори		Заземлюючі реактори	
	Обмотки, які вимірю- ються	Заземлені частини трансфор- матора	Обмотки, які вимірю- ються	Заземлені частини автранс- форма- тора	Обмотки, які вимірю- ються	Заземле- ні частини трансфор- матора	Обмотки, які вимірю- ються	Заземле- ні частини реактора	Обмотки, які вимірю- ються	Заземлені частини реактора
1	НН	Бак, ВН*)	НН	Бак, СН, ВН	НН	Бак, (ВН+СН)	ВН	Бак	ВН	Бак, НН
2	ВН	Бак, НН *)	СН	Бак, ВН, НН	(ВН+СН)	Бак, НН	-	-	-	-
3	(ВН+НН)**)	-	ВН	Бак, НН, СН	(ВН+СН) +НН	-	-	-	-	-
4	-	-	(ВН+СН)**)	Бак, НН	-	-	-	-	-	-
5	-	-	(ВН+СН +НН)**)	-	-	-	-	-	-	-

*)Обмотки високої та низької напруги
**)Вимірювання обов'язкове лише для трансформаторів потужністю 16000 кВ·А і більше

Рис. 8.1. Схема вимірювання характеристик ізоляції трансформаторів

Вимірювання характеристик ізоляції

Опір ізоляції вимірюється мегомметром на напругу 2,5 кВ. Перед початком вимірювання всі обмотки мають бути заземлені не менше ніж на 120 с. Перед повторним вимірюванням за наведеними схемами всі обмотки потрібно заземлювати не менше ніж на 300 с.

Показання мегаомметра відраховуються через 15 і 60 с після прикладення напруги до ізоляції обмотки. За початок відліку допускається приймати початок обертання рукоятки мегаомметра. Тангенс обмоток ($\text{tg } \delta$) вимірюється мостом змінного струму типу Р595, Р5026 за "перевернутою" схемою.

Вимірювання R_{60} і $\text{tg } \delta$ виконуються з метою одержання початкових даних для контролю за станом ізоляції трансформаторів у процесі експлуатації та перевірки відсутності порушення її стану після закінчення монтажу.

За значеннями R_{60} , и $\text{tg } \delta$ можна виявити місцеві зволоження та забруднення ізоляційних вузлів (ізоляційні деталі і вузли пристроїв РПН, ізоляції відводів), погіршення стану масла.

При визначенні відносної вологості повітря поза приміщенням кімнатний психрометр має бути захищений від впливу вітру та протягу. Відносна вологість вимірюється безпосередньо перед розкриттям трансформатора.

Норми оцінення характеристик ізоляції

Оцінення результатів вимірювань виконується шляхом порівняння їх зі значеннями, одержаними під час виготовлення та зазначеними в паспорті трансформатора. Для порівняння одержаних значень R_{60} , и $\text{tg } \delta$ ізоляції потрібно перерахувати до умов паспортного вимірювання. При підвищенні температури ізоляції R_{60} зменшується, а $\text{tg } \delta$ збільшується.

9. Охорона праці

9.1 Обґрунтування рішення щодо розміщення електротехнічного обладнання

Силовий трансформатор це стаціонарний прилад, трансформатор з двома або більше обмотками, який за допомогою електромагнітної індукції перетворює систему змінної напруги та струму в іншу систему змінної напруги та струму, як правило, різних значень за тієї-ж частоти задля передавання електроенергії та її використання.

Вимоги до встановлення (монтажу) силових трансформаторів:

- відповідні відстані від стін до деталей під напругою (див. Відповідні стандарти);
- зовнішні поверхні котушок з ізоляцією з литтєвої смоли повинні вважатися деталями під напругою, отже, клас захисту стандартного сухого трансформатора повинен вважатися IP00;
- інформація на допоміжних і захисних пристроях повинна легко читатися, вони повинні знаходитися в межах досяжності;
- повітряний потік не менше 4.5 м³ / хв. на 1 кВт сумарних втрат;
- при температурах в приміщенні вище 40 ° C рекомендується установка витяжного вентилятора;
- відсутність ризику крапель води і / або затоплення;

Стандартні конструкторські значення згідно ІЕС 60076 (за відсутності інших вказівок):

- макс. температура в приміщенні 40 ° C;
- мін. температура в приміщенні 25 ° C;
- висота над рівнем моря не більше 1000 м.

Виконання робіт з монтажу силових трансформаторів дозволяється робітникам не молодше 18 років, які пройшли:

- медичний попередній огляд та визнані придатними виконувати роботи електромонтажного профілю;
- навчання в закладах освіти для виконання робіт з підвищеною небезпекою (у професійно-технічних училищах, навчально-курсних комбінатах, центрах підготовки та перепідготовки робітничих кадрів, в організаціях) за затвердженою програмою;
- навчання та перевірку знань з електробезпеки;
- спеціальне навчання та атестацію з питань пожежної безпеки;
- вступний інструктаж у службі охорони праці;
- первинний інструктаж безпосередньо на робочому місці.

Робітники повинні бути проінструктовані щодо розпорядку на робочому місці, порядку переміщення по території об'єкта, про місце відпочинку під час технологічних та обідньої перерв, порядок закінчення роботи.

До початку робіт у комплексній бригаді проводиться первинний інструктаж з безпечного виконання робіт з основної та суміжних професій та ознайомлення з правилами надання першої допомоги.

Допущені мають виконувати тільки ті роботи, про безпечне виконання яких вони проінструктовані безпосередньо керівником.

Палити дозволяється тільки в спеціально відведених місцях, обладнаних урнами або ємностями з водою.

Роботи на висоті (при підйомі над поверхнею вище, ніж 1,3 м) виконуються тільки з риштувань або помостів.

Вимоги безпеки перед початком роботи: керівник робіт зобов'язаний:

- перевірити ступінь готовності монтажних робіт;
- оцінити виробничі обставини, можливість взаємодії з іншими будівельно-монтажними організаціями у відповідності з проектом виконання робіт (ПВР); можливість застосування машин, механізмів, пристосувань, місця їх установки та порядок проїзду;

- узгодити з відповідними представниками та внести, при необхідності, уточнення в ПВР;
- ознайомити працюючих з ПВР та технологічними картами;
- здійснити первинний інструктаж, який стосується:
 - характеру та безпечних методів виконання робіт;
 - порядку проходів до кожного робочого місця;
 - наявності небезпечних зон та відкритих каналів і траншей, відкритих прорізів, отворів в перекриттях та стінах;
 - порядку розвантаження та складування матеріалів, устаткування та конструкцій;
 - місць та порядку підключення зварювальних трансформаторів, трансформаторів безпеки, електрифікованого інструменту, засобів електроосвітлення, випробувальних апаратів;
 - порядку і місць установки вантажних лебідок та інших механізмів в монтажній зоні;
 - порядку роботи з гідропідйомників, риштувань, підмостків;
 - наявності діючих електроустановок та заборонених зон;
 - надання першої допомоги, виклику швидкої медичної допомоги та пожежної охорони, керівника робіт чи організації;
- перевірити наявність та термін дії посвідчень з охорони праці та електропожежобезпеки на право виконання спеціальних видів робіт (зварювання, користування пороховими інструментами, газозварювання, монтаж кабельної арматури);
- видати наряд-допуск операторам на виконання робіт підвищеної небезпеки з проведенням цільового інструктажу та записом до журналу реєстрації інструктажів з питань охорони праці. Підписи інструкторів та інструктованих в журналі обов'язкові;
- попередити працюючих, що з'єднання та від'єднання від мережі обладнання, механізмів, інструменту, інвентарних шаф тощо (крім оперативного вмикання і вимикання) в умовах будівельного майданчика виконуються

тільки службою експлуатації власника електромережі, якщо немає іншої письмової домовленості з власником.

Електромонтажники зобов'язані:

- підготувати робоче місце: прибрати зайві предмети, звільнити проходи і проїзди, перевірити освітлення, надійність настилів та огорож, перекриття каналів та закриття прорізів;
- перевірити справність драбин, які повинні мати інвентарні номери, що відповідають реєстраційному обліку в журналі, а також тавро з датою наступного випробування;
- помости, риштування та площадки мостових кранів, які використовуються для монтажу силових трансформаторів та мереж, повинні мати по всьому периметру захисну огорожу заввишки не менше 1,1 м та суцільні настили;
- отримати необхідні для виконання робіт засоби індивідуального захисту, інструмент, пристосування і перевірити їх комплектність і справність;
- впевнитися у тому, що маслозбірна яма закрита настилом, підготовлені дренажі, працює вентиляція;
- перевірити наявність металевих ящиків з кришками для ганчір'я;
- впевнитися у тому, що рейкова колія і засоби для транспортування трансформатора від місця його складання до місця встановлення на фундамент підготовлені, а в приміщенні або на монтажному майданчику є вантажопідіймальні механізми чи пристосування відповідної вантажопідіймальності;

Вимоги безпеки під час виконання роботи:

- забороняється виконання робіт з монтажу трансформаторів на відкритих трансформаторних підстанціях в тумані, при вітрі більше 6 балів (12 м/с), під час грози;
- виводи первинних і вторинних обмоток трансформаторів необхідно закоротити і заземлити на весь час проведення електромонтажних робіт;
- до початку сушіння трансформаторів електричним струмом корпуси (баки) трансформаторів слід заземлити (занулити);
- працювати на трансформаторі слід з риштування, помостів чи драбини з площадками, обгородженими поручнями;

- стропування трансформаторів необхідно виконувати за піднімальні скоби (гаки), які передбачені заводом-виробником; у разі відхилення стропа від вертикалі більше, ніж на 30° , слід застосовувати траверсу. Виконання робіт з вантажопідіймальними механізмами із стропування обладнання дозволяється особам, які пройшли навчання, атестовані і мають посвідчення стропальника у відповідності з вимогами ДНАОП 0.00-5.04-95 "Типова інструкція з безпечного ведення робіт для стропальників (зачіплювачів), які обслуговують вантажопідіймальні крани";
- не дозволяється звільняти вантажопідіймальні механізми (талі, домкрати тощо), які утримують устаткування, що монтується, до закінчення встановлення прокладок і закріплення його на опорах або фундаментах;
- під час зупинок при переміщенні трансформатора слід підставляти під котки упори (клинці);
- забороняється вставляти пальці рук між піднятим трансформатором і фундаментом (опорою) під час його нівелювання;
- забороняється виконувати будь-які роботи і перебувати на трансформаторі або його частинах під час їх переміщення;
- працювати під піднятою кришкою трансформатора дозволяється тільки за умов, коли між кришкою і баком трансформатора встановлено запобіжні прокладки, які надійно утримують активну частину трансформатора;
- забороняється виконувати роботи, якщо активна частина бака трансформатора знаходиться в підвішеному стані;
- промивати активну частину трансформатора гарячим маслом треба в брезентовому костюмі, клейончастому фартуху з нагрудником, шкіряних черевиках і комбінованих рукавицях;
- біля вхідного люка повинен знаходитись спостерігач для контролю за роботою всередині трансформатора і для підтримки зв'язку з працюючими всередині людьми;
- перед оглядом бака трансформатора зсередини у кишенях одягу не повинно бути ніяких речей.;
- виконувати роботи всередині бака трансформатора необхідно після продування його повітрям для видалення інертних газів;
- під час робіт всередині трансформатора слід застосовувати ручні вибухозахищені електричні світильники з лампами напругою не вище 12 В;
- видаляти залишки масла з баків трансформаторів або вичищати їх поверхню всередині треба тільки за умов, якщо активна частина трансформатора вийнята, відведена у бік і встановлена на дерев'яні підкладки, викладені горизонтально по ватерпасу;

- виконувати зварювальні роботи на трансформаторі і маслоочисній апаратурі необхідно тільки після одержання дозволу на право виконання вогневих робіт;
- під час паяння одного відводу на трансформаторі інші відводи слід ізолювати, щоб уникнути ураження працюючих наведеним електричним струмом;
- забороняється виконувати зварювальні роботи або паяння в приміщенні, в якому працюють маслоочисні апарати;
- забороняється охолоджувати деталі під час паяння водою;
- щоб запобігти виникненню електричного заряду в процесі заливання або зливання масла з високовольтних трансформаторів, їх виводи слід заземлити;
- у процесі сушіння масла необхідно постійно слідкувати за відсутністю його витікання з бака трансформатора і додержанням температурного режиму;
- місце сушіння трансформаторного масла повинно бути обгороджене. Не дозволяється стороннім особам перебувати в обгородженій зоні;
- виконувати вогнебезпечні та інші роботи, не пов'язані з вимогами технологічного процесу, а також зберігати легкозаймисті матеріали в обгородженій зоні не допускається;
- забороняється суміщення монтажних робіт на трансформаторі з роботами по його випробуванню;

Вимоги безпеки після закінчення роботи:

- не можна залишати робоче місце до повного закріплення трансформатора (його частин) або іншого монтажного обладнання;
- прибрати зайві предмети, інструменти і пристосування;
- віднести спецодяг і засоби індивідуального захисту в приміщення для їх зберігання;
- сповістити безпосереднього керівника про несправності механізмів, пристроїв і інструменту, виявлені під час роботи;

Вимоги безпеки в аварійних ситуаціях:

- у разі виникнення аварійної ситуації (вибух або займання трансформаторного масла, розрив стропа, монтажних петель тощо) слід припинити роботу;
- огородити небезпечну зону, залишити її, не допускати в неї сторонніх осіб;
- повідомити про аварійну ситуацію або нещасний випадок керівника робіт;

- якщо є потерпілі, надати їм першу медичну допомогу; при необхідності, викликати швидку медичну допомогу;
- при ураженні електричним струмом необхідно негайно звільнити потерпілого від дії електричного струму, відключивши електроустановку від джерела живлення, а при неможливості відключення - відтягнути його від струмоведучих частин за одяг або застосувавши підручний ізоляційний матеріал;
- при відсутності у потерпілого дихання і пульсу необхідно робити йому штучне дихання і непрямий (зовнішній) масаж серця, звернувши увагу на зіниці. Розширені зіниці свідчать про різке погіршення кровообігу мозку. При такому стані оживлення починати необхідно негайно, після чого викликати швидку медичну допомогу.
- якщо сталася пожежа, необхідно викликати пожежну частину і приступити до її гасіння наявними засобами пожежогасіння;
- в усіх випадках необхідно виконувати вказівки керівника робіт по ліквідації наслідків аварії;

9.2 Організаційні та технічні заходи з охорони праці

Фактори, які визначають тяжкість ураження електричним струмом поділяються на дві групи: фактори електричного та неелектричного характеру.

Фактори, які визначають тяжкість ураження електричним струмом:

- фактори електричного характеру;
- струм через людину;
- напруга під яку потрапляє людина;
- опір тіла людини;
- вид і частота струму;
- фактори неелектричного характеру;
- шлях проходження струму через людину;
- час проходження струму;

Порогові значення струмів наведені в таблиці 9.2.1

Таблиця 9.2.1 – Порогові значення електричного струму

Назва струму	Величина струму, мА
---------------------	----------------------------

	Змінний, $f = 50 \text{ Гц}$	Постійн ий
Пороговий відчутний	0,5...1,5	5,0...7,0
Пороговий невідпускаючий	10...15	50...80
Пороговий фібриляційний	80...100	300

Струм буває:

-відчутний(викликає при проходженні через організм відчутні подразнення);

-невідпускаючий (викликає при проходженні через організм непереборні судомні скорочення м'язів руки, в якій затиснуто провідник;

-фібриляційний (викликає при проходженні через організм фібриляцію серця;

Згідно з ГОСТ 12.1.038–82 гранично допустимі значення струмів в нормальному (неаварійному) режимі роботи не повинні перевищувати значень наведених в таблиці 9.2.1.

Гранично допустимі значення струмів в аварійному режимі роботи наведені в таблиці 9.2.3.

Таблиця 9.2.2– Гранично допустимі значення напруги дотику і струму в нормальному (неаварійному) режимі роботи електроустановок*

Вид струму	Напруга дотику, В	Струм, мА
Змінний струм		
Частотою 50Гц	2	0,3
Частотою 400Гц	3	0,4

Постійний струм	8	1,0
------------------------	----------	------------

*Примітка: за високої температури (вище 25 °С) і за великої відносної вологості повітря (вище 75%) наведені в таблиці значення необхідно зменшити в 3 рази.

Таблиця 9.2.3– Гранично допустимі значення напруги дотику (числівник) і струмів, мА (знаменник)*

Вид і частота струму	Тривалість дії, с											Вище 1,0
	0,01 0,08	0,1	0,2	0,3	0,4	0,5	0,6	0,7	0,8	0,9	1,0	
Змінний 50Гц	<u>650</u>	<u>500</u>	<u>250</u>	<u>165</u>	<u>125</u>	<u>100</u>	<u>85</u>	<u>70</u>	<u>65</u>	<u>55</u>	<u>50</u>	<u>36</u> 6
	650	500	250	165	125	100	85	70	65	55	50	
Змінний 400Гц	<u>650</u>	<u>500</u>	<u>500</u>	<u>330</u>	<u>250</u>	<u>200</u>	<u>170</u>	<u>140</u>	<u>130</u>	<u>110</u>	<u>100</u>	<u>36</u> 8
	650	500	500	330	250	200	170	140	130	110	100	
Постійний	<u>650</u>	<u>500</u>	<u>400</u>	<u>350</u>	<u>300</u>	<u>250</u>	<u>240</u>	<u>230</u>	<u>220</u>	<u>210</u>	<u>200</u>	<u>40</u> 15
	650	500	400	350	300	250	240	230	220	210	200	

*Примітка в арійному режимі роботи виробничих електроустановок напругою до 1000 В з глухозаземленою нейтраллю або ізольованою нейтраллю і вище 1000В з ізольованою нейтраллю.

Безпечним вважається струм, який у разі тривалого проходження через організм людини не завдає йому шкоди і не викликає ніяких відчуттів. Його величина не перевищує 0,05 мА. Струм, величиною від 0,5 мА до 1,5 мА називається пороговим відчутним струмом. Він викликає поколювання і

відчуття нагрівання шкіри. За струму 2 – 5 мА з'являється біль в руці, тремтіння кисті.

Збільшення струму до 10 – 15 мА викликає нестерпний біль і повне припинення керування м'язами. Якщо людина просто доторкнулася до ділянки провідника, який знаходиться під напругою, то вона може звільнитися від дії струму шляхом відсмикування руки. Якщо ж провідник опинився затиснутим у руці, то за таких значень струму людина не може за своєю волею розтиснути пальці і звільнитися від дії струму. З цієї причини струм величиною більше 10 – 15 мА називається невідпускаючим.

Прояви дії струму в залежності від його величини та характеру (непостійний, постійний) наведені таблиці 9.2.4.

Таблиця 9.2.4– Характер ураження струмом різної величини

Струм, мА	Характер ураження (впливу)	
	Змінний струм 50-60 Гц	Постійний струм
0,6...1,5	Початок відчуття – легке тремтіння рук	Без відчуття
2...3	Сильне тремтіння пальців рук	Без відчуття
5...7	Судоми рук	Сверблячка, відчуття тепла
8...10	Руки можливо (але важко) відірвати від електродів. Сильний біль в пальцях, кистях рук	Посилення відчуття тепла
20...25	Миттєвий параліч рук, відірватися від електродів неможливо. Сильний біль. Важко дихати.	Ще більше посилення відчуття тепла. Незначні скорочення м'язів рук.
50...80	Параліч дихання. Початок фібриляції серця.	Сильне відчуття тепла. Скорочення м'язів рук. Важко дихати.

90...100	Параліч дихання. Впродовж 3 с і більше настає параліч серця.	Параліч дихання
----------	--	-----------------

Величина напруги, під яку потрапляє людина, впливає на тяжкість ураження електричним струмом, бо зі збільшенням прикладеної до тіла напруги зменшується опір тіла людини.

Останнє призводить до збільшення струму в мережі замикання через тіло людини і, як наслідок, до збільшення тяжкості ураження. Гранично допустима напруга на людині в нормальному режимі роботи електроустановки не повинна перевищувати 2 – 3 В для змінного і 8 В для постійного струму (таблицях 9.2.2; 9.2.3).

Тіло людини – це складний комплекс тканин: шкіра, кістки, лімфа, спинний і головний мозок та ін. Електричний опір цих тканин суттєво відрізняється.

Електричний опір тіла людини (розмірність – Ом/см²) визначається перш за все опором шкіри і прямо залежить від її стану. Опір сухої шкіри із достатньо вираженим роговим шаром складає в середньому 20 000 – 30 000 Ом/см², тоді як опір вологої і тонкої шкіри знижується до 500 Ом/см². Опір пошкодженої шкіри (поріз, подряпина, укол) всього 200 – 300 Ом/см². Якщо шкіра загрубіла і мозолиста її опір досягає значень 2 – 3 млн. Ом/см².

Коли струм проходить через шкіру, її високий опір зумовлює розсіювання електричної енергії на поверхні у вигляді тепла; в результаті в місцях входу і виходу струму можливі обширні поверхневі опіки з обгоранням і обвуглюванням тканин. Пошкоджуються також, в залежності від їх опору і тканини, які залягають глибше; при цьому нерви, кровоносні судини і м'язи мають кращі провідникові властивості в порівнянні із більш щільними тканинами, такими, як жир, сухожилля, кістки. У випадку малого опору шкіри у потерпілих не буде обширних поверхневих опіків, але якщо

при цьому електричний ланцюг замикається через серце, може відбутися зупинка кровообігу.

Для розрахунків приймають, що опір тіла людини стабільний, лінійний, активний і складає 1000 Ом (1 кОм відповідає напрузі 100...200 В).

Вид і частота струму . При напрузі до 250...300 В більш небезпечним є змінний струм частотою 50 Гц, а при більшій напрузі більш небезпечним є постійний струм.

Небезпека змінного струму підвищується при збільшенні його частоти від 0 до 50..60 Гц, а потім повільно зменшується. Небезпека загальних електротравм повністю зникає при частоті 450...500 кГц (залишається лише небезпека опіків).

До факторів неелектричного характеру, які впливають на наслідки ураження електричним струмом належать:

- шлях струму через тіло людини;
- індивідуальні особливості і стан організму людини;
- тривалість дії струму;
- раптовість і непередбачуваність дії струму;

Шлях по якому проходить струм в тілі людини є важливим фактором, що впливає на наслідок ураження. Найбільш небезпечним є проходження струму через м'язи, які забезпечують здійснення вдиху і видиху, а також через серце. Можливі шляхи проходження струму через тіло людини називають петлями струму

Серед випадків із тяжкими і смертельними наслідками частіше спостерігаються петлі “голова-рука”, “рука-рука”, “права рука-ноги”, “ліва рука-ноги”. Відносно безпечний шлях – “нога-нога”.

Результатом електричного ураження голови можуть стати судоми, крововиливи судин мозку, зупинка дихання. Найбільш звичайним місцем входу струмує рука, на другому місці – голова.

Час дії струму на організм є дуже важливим фактором – чим він більший тим більша вірогідність тяжкого чи смертельного наслідку. Зі збільшенням часу дії струму зменшується опір тіла людини за рахунок зволоження від

поту та електролітичних процесів в тканинах, поширюється пробій шкіри, послаблюються захисні сили організму, збільшується вірогідність збігу максимуму струму, що протікає крізь людину з найбільш вразливою фазою Т кардіоциклу

До індивідуальних особливостей організму, які впливають на тяжкість ураження електричним струмом, при інших незмінних факторах, належать: чутливість організму до дії струму, психічні особливості та риси характеру (холерики і меланхоліки більше потерпають від дії струму ніж сангвініки і флегматики). Тяжкість ураження електричним струмом залежить також від стану організму: маса тіла людини; фізичний розвиток; стан нервової системи в цілому; стать (жінки більш вразливі, у них менший опір тіла, більш ніжна шкіра); наявність алкоголю в крові; наявність хвороб (шкіри, серцево-судинної системи тощо).

За несподіваного потрапляння людини під напругу захисні функції організму не налаштовані на небезпеку. Коли людина усвідомлює можливість попадання під напругу, то небезпека ураження різко зменшується.

9.3. Практичний розрахунок

Людина доторкнулась до фазного проводу трифазної чотирипровідної мережі 380/220В (частотою 50Гц) з заземленою нейтраллю. Накреслити схеми і визначити напругу дотику ($U_{\text{дот}}$) та силу струму, що проходить через людину ($I_{\text{л}}$) для двох режимів роботи електроустановки: нормальному та аварійному (людина доторкнулась до фазного провідника в момент, коли інший провідник був замкнений на землю через різні опори замикання на землю $R_{\text{зам}}$, Ом). Покажіть, в яких випадках доторкання небезпечніше.

В розрахунках прийняти опір тіла людини $R_{\text{л}}$, Ом; опір заземлення нейтралі R_0 , Ом; опір ізоляції провідників $R_A = R_B = R_C = R_N = R$, Ом ;

ємність провідників $C_A=C_B=C_C=C_N=C$; мкФ. Вихідні дані для розрахунку:
 $R_{л}= 600 \text{ Ом}$; $R_0=3,8 \text{ Ом}$; $R= 5 \text{ кОм}$; $C=0,01 \text{ мкФ}$; $R_{зам} = 100; 50; 4; 0.5; \text{ Ом}$.

В нормальному режимі , коли в нас фаза не замкнута на землю ,
 напруга дотику має наступне значення:

$$U_{\text{дот}} = U_{\phi} * \frac{R_{л}}{R_{л} + R_0} = 220 * \frac{600}{600 + 3,8} = 219 \text{ В.}$$

Струм через людину:

$$I_{л} = \frac{U_{\phi}}{R_{л} + R_0} = \frac{220}{600 + 3,6} = 0,36 \text{ А.}$$

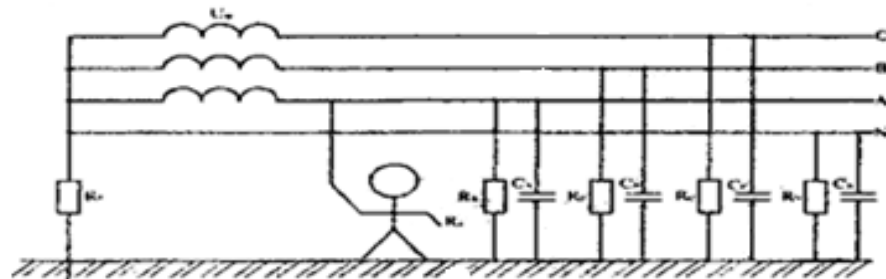


Рис.9.3.1 Однофазний дотик людини до проводу фази (В даному випадку до фази А).

В аварійному режимі, коли одна фаза замикається на землю, напруга дотику має наступне значення (100 Ом; 50 Ом; 4 Ом; 0.5 Ом):

$$U_{\text{дот}} = U_{\phi} * R_{л} * \frac{R_{зам} + R_0 * \sqrt{3}}{R_{зам} * R_0 + R_{л} * (R_{зам} + R_0)}$$

$$= 220 * 600 * \frac{100 + 3,6 * \sqrt{3}}{100 * 3,6 + 600 * (100 + 3,6)} = 224,3 \text{ В;}$$

$$U_{\text{дот}} = U_{\phi} * R_{л} * \frac{R_{зам} + R_0 * \sqrt{3}}{R_{зам} * R_0 + R_{л} * (R_{зам} + R_0)}$$

$$= 220 * 600 * \frac{50 + 3,6 * \sqrt{3}}{50 * 3,6 + 600 * (50 + 3,6)} = 229 \text{ В;}$$

$$U_{\text{дот}} = U_{\phi} * R_{\text{л}} * \frac{R_{\text{зам}} + R_0 * \sqrt{3}}{R_{\text{зам}} * R_0 + R_{\text{л}} * (R_{\text{зам}} + R_0)}$$

$$= 220 * 600 * \frac{4 + 3,6 * \sqrt{3}}{4 * 3,6 + 600 * (4 + 3,6)} = 295 \text{ В};$$

$$U_{\text{дот}} = U_{\phi} * R_{\text{л}} * \frac{R_{\text{зам}} + R_0 * \sqrt{3}}{R_{\text{зам}} * R_0 + R_{\text{л}} * (R_{\text{зам}} + R_0)}$$

$$= 220 * 600 * \frac{0,5 + 3,6 * \sqrt{3}}{0,5 * 3,6 + 600 * (0,5 + 3,6)} = 361 \text{ В.}$$

Струм через людину при замиканні однієї фази на землю:

$$I_{\text{л}} = U_{\phi} * \frac{R_{\text{зам}} + R_0 * \sqrt{3}}{R_{\text{зам}} * R_0 + R_{\text{л}} * (R_{\text{зам}} + R_0)} = 220 * \frac{100 + 3,6 * \sqrt{3}}{100 * 3,6 + 600 * (100 + 3,6)}$$

$$= 0,37 \text{ А};$$

$$I_{\text{л}} = U_{\phi} * \frac{R_{\text{зам}} + R_0 * \sqrt{3}}{R_{\text{зам}} * R_0 + R_{\text{л}} * (R_{\text{зам}} + R_0)} = 220 * \frac{50 + 3,6 * \sqrt{3}}{50 * 3,6 + 600 * (50 + 3,6)}$$

$$= 0,38 \text{ А};$$

$$I_{\text{л}} = U_{\phi} * \frac{R_{\text{зам}} + R_0 * \sqrt{3}}{R_{\text{зам}} * R_0 + R_{\text{л}} * (R_{\text{зам}} + R_0)} = 220 * \frac{4 + 3,6 * \sqrt{3}}{4 * 3,6 + 600 * (4 + 3,6)}$$

$$= 0,49 \text{ А};$$

$$I_{\text{л}} = U_{\phi} * \frac{R_{\text{зам}} + R_0 * \sqrt{3}}{R_{\text{зам}} * R_0 + R_{\text{л}} * (R_{\text{зам}} + R_0)} = 220 * \frac{0,5 + 3,6 * \sqrt{3}}{0,5 * 3,6 + 600 * (0,5 + 3,6)}$$

$$= 0,6 \text{ А.}$$

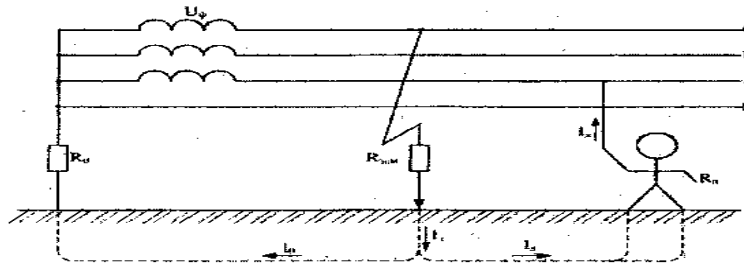


Рис.9.3.2 Однофазний дотик людини до проводу при аварійному режимі (до фази А, на даному рисунку).

Аналізуючи отримані, розрахунковим шляхом, дані напруги дотику й струму, що проходить через людину в нормальному (в режимі, коли мережа

працює без пошкодження ізоляції) і аварійному (коли фаза мережі замикається через землю і людину), я роблю висновок, що найбільшу небезпеку для людини несе її доторкання до фази в аварійному режим.

ПЕРЕЛІК ДЖЕРЕЛ

1. Тихомиров П.М. Расчет трансформаторов: Учеб. пособие для вузов.-5-е изд., перераб. и доп.-М.: Энергоатомиздат,1986.-528 с.: ил.
2. Андрієнко В.М., Куєвда В.П. "Електричні машини": Навч. Посібник – К.:НУХТ, 2010. – 366с.
3. Електричні машини[Електронний ресурс і методичні рекомендації до виконання дипломного проекту для студентів напрямку підготовки 6.050701(«Електротехніка та електротехнології» денної та заочної форми навчання за тематикою: «Проектування трифазного силового трансформатора з природнім масляним охолодженням)].\ \ уклад. В.П.Куєвда –К.:НУХТ.2012
4. Сапожников А.В. Конструирование трансформаторов. М.-Л.: Госэнергоиздат,1959. 360 с.
5. Теоретические сведения о силовых трансформаторах [Електронний ресурс] // Режим доступу: <http://www.transformator.in.ua/teoriya.php>
6. Современные методы комплексной диагностики силовых трансформаторов 35 кВ и выше [Електронний ресурс] // Режим доступу до журн.: <http://www.news.elteh.ru/arh/2006/38/16.php>
7. Алексеев Б.А. Контроль состояния (диагностика) крупных силовых трансформаторов: научное издание.
8. Види охолодження силових масляних трансформаторів.
[Електронний ресурс] // Режим доступу до журн.: <https://abc-firing.ru/types-of-cooling-power-oil-transformers-cooling-transformers-with-radiators-blown-by-fans-cooling-devices-of-oil-transformers/>