

Вінницький національний технічний університет
Факультет електроенергетики та електромеханіки
Кафедра електричних станцій і систем

Бакалаврська кваліфікаційна робота на тему:

Районна електрична мережа з аналізом систем охолодження силових трансформаторів

Виконав: студент 4 курсу, групи ЕСМ-23мс
спеціальності 141 – «Електроенергетика,
електротехніка та електромеханіка»
за ОП «Електричні системи і мережі»,
Рогульський М. А. 

Керівник: к.т.н., доц., доцент каф. ЕСС
Матвієнко С. В. 

« 06 » 06 2025 р.

Рецензент:  Директор ПЛЗВ ЕНГ «Вінниця»
(наук. ступінь, вч. звання, назва кафедри) Шелуха Г. І.

« 06 » 06 2025 р.

Допущено до захисту
завідувач кафедри ЕСС
д.т.н., професор Комар В. О. 

« 06 » 06 2025 р.

Вінниця ВНТУ 2025 рік

Вінницький національний технічний університет
Факультет електроенергетики та електромеханіки
Кафедра електричних станцій та систем
Рівень вищої освіти перший (бакалаврський)
Галузь знань – 14 «Електрична інженерія»
Спеціальність – 141 – «Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка»
Освітньо-професійна програма – Електричні системи і мережі

ЗАТВЕРДЖУЮ
Завідувач кафедри ЕСС
д.т.н., професор Комар В. О.

«20» 03 2025 р.

ЗАВДАННЯ НА БАКАЛАВРСЬКУ КВАЛІФІКАЦІЙНУ РОБОТУ СТУДЕНТУ

Рогульський Михайло Артемович
(прізвище, ім'я, по батькові)

1. Тема роботи. «Районна електрична мережа з аналізом систем охолодження силових трансформаторів»

Керівник роботи к.т.н., доцент, доц. каф. ЕСС Матвієнко С. В.
затверджена наказом вищого навчального закладу від 20.03.2025р № 97

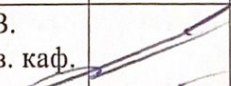
2. Термін подання студентом роботи 03 червня 2025 року

3. Вихідні дані до роботи: Перелік літературних джерел за тематикою роботи: 1. Правила улаштування електроустановок. – Видання офіційне. Міненерговугілля України. – Х. : Видавництво «Форт», 2017. – 760 с. 2. П.Д. Лежнюк, В.В. Кулик, К.І. Кравцов, О.Б. Бурикін, В.О. Комар // Свідцтво про реєстрацію авторського права на твір №34106. Державний департамент інтелектуальної власності МОН України, Відділ з питань авторського права і суміжних прав. – 20103. Електричні системи і мережі. Частина 1: навчальний посібник / Ю. В. Малогулко, О. Б. Бурикін, Т. Л. Кацадзе, В. В. Нетребський. Вінниця : ВНТУ, 2020. 203 с.

4. Зміст текстової частини: Вступ. 1. Розрахунок та оптимізація електричної мережі. 2. Норми нагріву трансформаторів 3. Системи охолодження трансформаторів. 4. Охорона праці. Висновки. Список використаних джерел. Додатки.

5. Перелік ілюстративного матеріалу (з точним зазначенням обов'язкових креслень) 1. Вступ. 2. Класифікація електроізоляційних матеріалів за нагрівостійкістю для електричних машин, трансформаторів і апаратів. 3. Системи охолодження масляних трансформаторів. 4. Висновки.

6. Консультанти розділів роботи

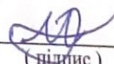
Розділ	Прізвище, ініціали та посада консультанта	Підпис, дата	
		завдання видав	виконання прийняв
Спеціальна частина	Керівник роботи Матвієнко С. В., к.т.н., доц., доцент кафедри ЕСС		
Охорона праці	Кобилянський О. В. д. пед. н., професор, зав. каф. БЖДПБ		

7. Дата видачі завдання 20 березня 2025 року

КАЛЕНДАРНИЙ ПЛАН

№ з/п	Назва та зміст етапів	Термін виконання етапів роботи		При- мітка
		початок	кінець	
1	Формування та затвердження завдання БКР	20.03.2025	22.03.2025	
2	Вступ. Огляд літературних джерел	23.03.2025	28.03.2025	
3	Розрахунок та оптимізація електричної мережі (розділ 1 БКР)	29.03.2025	10.04.2025	
4	Норми нагріву трансформаторів (розділ 2 БКР)	11.04.2025	19.04.2025	
5	Системи охолодження трансформаторів (розділ 3 БКР)	20.04.2025	28.04.2025	
6	Охорона праці (розділ 4 БКР)	29.04.2025	05.05.2025	
7	Формування висновків по роботі	06.05.2025	09.05.2025	
8	Оформлення пояснювальної записки	10.05.2025	23.05.2025	
9	Виконання графічної частини та оформлення презентації	24.05.2025	03.06.2025	

Студент


(підпис)

Рогульський М. А.

Керівник роботи


(підпис)

Матвієнко С. В.

АНОТАЦІЯ

УДК 621.311.1

Рогульський Михайло Артемович «Районна електрична мережа з аналізом систем охолодження силових трансформаторів». Бакалаврська кваліфікаційна робота. – Вінниця: ВНТУ. – 2025. – 82 с. Бібліогр.: 31. Рис. : 10. Табл. : 19

Бакалаврська кваліфікаційна робота присвячена проектуванню та аналізу районної електричної мережі напругою 110 кВ з акцентом на оптимізацію її структури та дослідженні систем охолодження силових трансформаторів. У роботі виконано прогнозування навантажень, розроблено варіанти конфігурації мережі з використанням симплекс-методу, проведено розрахунки режимів роботи, компенсації реактивної потужності та регулювання напруги. Особливу увагу приділено аналізу повітряних ліній електропередачі, підвищенню їхньої надійності, методам монтажу та обслуговування. Досліджено різні системи охолодження трансформаторів (природне масляне, масляне з дуттям, примусове масляно-водяне), проведено порівняльну оцінку їхньої ефективності з урахуванням теплових і експлуатаційних характеристик. Результати роботи можуть бути використані для проектування та модернізації електричних мереж, а також для підвищення ефективності експлуатації силових трансформаторів.

Ключові слова: районна електрична мережа, повітряна лінія електропередачі, силовий трансформатор, системи охолодження, температура, надійність.

ABSTRACT

УДК 621.311.1

Rohulskyi Mykhailo Artemovych "District electric network with analysis of power transformer cooling systems". Bachelor's qualification work. – Vinnytsia: VNTU. – 2025. – 82 p. Bibliography: 31. Fig. : 10. Table. : 19

The bachelor's qualification work is devoted to the design and analysis of a district electric network with a voltage of 110 kV with an emphasis on optimizing its structure and studying power transformer cooling systems. The work includes load forecasting, network configuration options using the simplex method, calculations of operating modes, reactive power compensation and voltage regulation. Particular attention is paid to the analysis of overhead power lines, increasing their reliability, installation and maintenance methods. Various transformer cooling systems (natural oil, oil with blowing, forced oil-water) are studied, and a comparative assessment of their efficiency is carried out, taking into account thermal and operational characteristics. The results of the work can be used for the design and modernization of electrical networks, as well as for increasing the efficiency of operation of power transformers.

Keywords: district electrical network, overhead power line, power transformer, cooling systems, temperature, reliability.

ЗМІСТ

ЗМІСТ	3
ВСТУП.....	5
1 РОЗРАХУНОК ТА ОПТИМІЗАЦІЯ ЕЛЕКТРИЧНОЇ МЕРЕЖІ	7
1.1 Обґрунтування можливих варіантів розвитку електричної мережі	7
1.2 Потужності вузлів споживання і джерела живлення	9
1.3 Визначення довжин ділянок ліній	10
1.4 Вибір номінальної напруги.....	11
1.5 Вибір марки проводів ліній електропередач	16
1.6 Визначення втрат напруги	21
1.7 Визначення технічних показників.....	25
1.8 Вибір основного обладнання на підстанціях	26
1.9 Визначення техніко-економічних показників та вибір оптимального варіанту мережі	28
1.10 Показники та критерії економічної ефективності	29
2 НОРМИ НАГРІВУ ТРАНСФОРМАТОРІВ	33
2.1 Джерела теплоти і втрати трансформатора	36
2.2 Процес теплопередачі в трансформаторі.....	37
3 СИСТЕМИ ОХОЛОДЖЕННЯ ТРАНСФОРМАТОРІВ	40
3.1.1 Варіанти інтенсифікації відведення теплоти	44
3.1.2 Геометрична та ефективна тепловіддаючі поверхні.	45
3.2 Природне масляне охолодження	47
3.3 Масляне охолодження з дуттям і природною циркуляцією масла.....	50
3.3.1 Автоматичне управління.....	51
3.4 Масляне охолодження з дуттям примусовою циркуляцією масла.....	55
3.4.1 Схема охолодження.....	57
3.5 Масляно-водяне охолодження з примусовою циркуляцією масла та води	62
3.6 Вентилятори масляно-повітряних систем охолодження.....	64
3.7 Порівняння різних систем охолодження трансформаторів	65
4 ОХОРОНА ПРАЦІ	68
4.1 Технічні рішення з безпечної експлуатації обладнання.....	68
4.1.1 Вимоги з безпечної організації робочих місць на ПЛ.....	68
4.1.2 Електробезпека	71

4.2 Технічні рішення з гігієни праці і виробничої санітарії	73
4.2.1 Мікроклімат	73
ВИСНОВКИ	79
СПИСОК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ	80
ДОДАТКИ	83
ДОДАТОК А Протокол перевірки навчальної (кваліфікаційної) роботи	84
ДОДАТОК В Ілюстраційна частина	85

ВСТУП

Розвиток енергетичної інфраструктури є ключовою умовою стабільного функціонування економіки та забезпечення життєдіяльності сучасного суспільства. Зокрема, районні електричні мережі відіграють важливу роль у передачі електроенергії від магістральних підстанцій до кінцевих споживачів. У структурі таких мереж центральне місце займають силові трансформатори — обладнання, що забезпечує ефективне перетворення напруги з урахуванням потреб споживачів. Надійна й стабільна робота трансформаторів безпосередньо залежить від ефективності їх охолодження, особливо в умовах підвищених навантажень та змін клімату.

Системи охолодження трансформаторів постійно модернізуються, однак їх ефективність залишається предметом дослідження, особливо з точки зору впливу на довговічність та експлуатаційні витрати. Саме тому аналіз існуючих методів охолодження трансформаторів у контексті роботи районної електромережі має важливе як наукове, так і практичне значення.

Мета дослідження: Метою роботи є розробка та аналіз районної електричної мережі з оцінюванням ефективності застосування різних систем охолодження силових трансформаторів.

Задачі дослідження

Для досягнення мети в дипломній роботі вирішуються такі задачі:

1. Проєктування та оптимізація структури районної електромережі з урахуванням навантажень та відстаней між вузлами.
2. Вивчення конструктивних і теплотехнічних характеристик силових трансформаторів.
3. Аналіз існуючих систем охолодження трансформаторів та їх класифікація.
4. Порівняльна оцінка ефективності різних методів охолодження в умовах заданої мережі.

Об'єкт дослідження: Районна електрична мережа з силовими трансформаторами.

Предмет дослідження: Методи охолодження силових трансформаторів та їх вплив на ефективність роботи електромережі.

Методи дослідження: У процесі дослідження використано розрахунки, методи техніко-економічного аналізу, а також елементний порівняльний аналіз конструкцій трансформаторів і систем охолодження.

1 РОЗРАХУНОК ТА ОПТИМІЗАЦІЯ ЕЛЕКТРИЧНОЇ МЕРЕЖІ

1.1 Обґрунтування можливих варіантів розвитку електричної мережі

Визначення економічно обґрунтованих конфігурацій та номінального рівня напруги мережі є ключовим завданням проекту, що вимагає для правильного вирішення креативного підходу. У певних ситуаціях зміна базової структури мережі спричиняє потребу в коригуванні номінальної напруги всієї системи чи окремих її елементів. Існує й обернена взаємозалежність між конфігурацією мережі та передбачуваним рівнем номінальної напруги. Отже, підбір конфігурації й номінальної напруги мережі слід проводити паралельно.

Наразі під час розробки електричних мереж застосовується підхід варіантного зіставлення, заснований на техніко-економічному аналізі за методом зведених витрат. Формування варіантів не має бути довільним, а, навпаки, відповідати чітким логічним критеріям.

Існує п'ять основних вимог до мереж:

- Економічність;
- Надійність роботи;
- Якість електрозабезпечення;
- Можливість подальшого розвитку;
- Гнучкість в експлуатації.

Відповідно до ПУЕ [6], електроприймачі умовно класифікуються на три групи за рівнем вимог до надійності. Споживачі I категорії мають забезпечуватися електроенергією щонайменше від двох автономних джерел. Для них передбачено додаткове резервне джерело живлення. Електроприймачі II категорії, у яких зупинка електропостачання спричиняє значні втрати продукції, допускають нетривалу відсутність електроенергії на період, необхідний для активації резервного джерела. До III категорії належать усі інші споживачі, для яких припустима перерва в електропостачанні на час, потрібний для ремонту чи заміни несправного елемента мережі, але не довше однієї доби.

Найефективніше резервування досягається при замкненій роботі електричних мереж. Альтернативне живлення також забезпечується використанням дволанцюгових ліній електропередач.

На основі зазначених вимог, враховуючи задану в проєкті потужність, категорії споживачів та їх віддаленість один від одного й від живильної станції, розробляємо п'ять варіантів конфігурацій мережі (Рисунок 1.1):

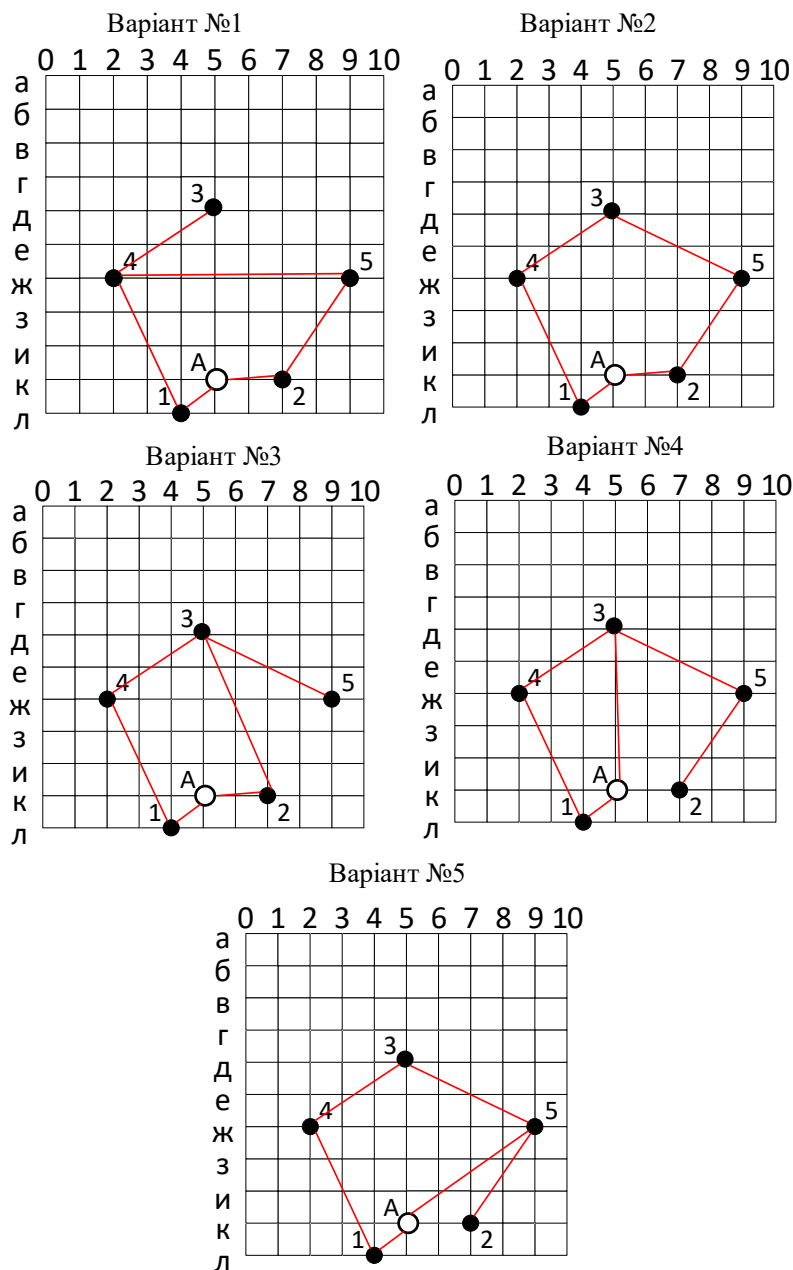


Рисунок 1.1 – Варіанти схем електричних мереж

1.2 Потужності вузлів споживання і джерела живлення

На основі формул та заданих значень активних потужностей навантажень P_i та коефіцієнтам $\cos(\varphi_i)$, можна визначити значення реактивної Q_i та повної S_i потужностей у вузлах споживання:

$$S_i = \frac{P_i}{\cos\varphi_i}; \quad (1.1)$$

$$Q_i = \sqrt{S_i^2 - P_i^2}. \quad (1.2)$$

Виконаємо обчислення для другого вузла першої конфігурації:

$$S_2 = \frac{9}{0.88} = 10.227 \text{ (MBA)};$$

$$Q_2 = \sqrt{10.227^2 - 9^2} = 4.858 \text{ (MBAp)}.$$

Подібним чином розраховуємо значення S та Q для решти вузлів. Отримані дані вносимо до таблиці 1.1.

Таблиця 1.1 – Потужності навантажень

Вузол	P, МВт	Q, МВАр	S, MBA	cosφ
1	4	1.822	4.396	0.91
2	9	4.858	10.227	0.88
3	5	3.099	5.882	0.85
4	16	8.197	17.978	0.89
5	3	1.78	3.488	0.86

1.3 Визначення довжин ділянок ліній

Довжину кожного відрізка, враховуючи криволінійність траси, обчислюють за формулою:

$$L_{ij} = M \cdot 1.1 \cdot l_{ij} . \quad (1.3)$$

де M – масштаб, км;

l_{ij} – довжина відрізка на карті, см;

1,1 – коефіцієнт нелінійності траси.

Проведемо розрахунок для довжини лінії А-1:

$$L_{A2} = (0.5 \cdot 1.6) \cdot 1.1 \cdot 22 = 19.36 \text{ (км)}.$$

Подібним чином розрахуємо довжини решти ліній мережі. Отримані дані внесемо до таблиці 1.2.

Таблиця 1.2 – Довжини ліній

Ділянка	l , см	L , км
А1	0.8	19.36
14	3.2	77.44
43	2.4	58.08
35	3.2	77.44
32	4	96.8
2А	1.12	27.104

1.4 Вибір номінальної напруги

Паралельно з розробкою схеми визначаємо номінальні напруги мережі, які залежать від потужності навантажень та їх відстані до джерела живлення. Мережа з нижчою номінальною напругою зазвичай є дешевшою в будівництві, проте спричиняє вищі експлуатаційні витрати через зростання втрат потужності й електроенергії. Зі збільшенням напруги втрати електроенергії та потужності зменшуються, скорочуються витрати на провідникові матеріали, спрощується подальше розширення мережі, але водночас зростають витрати на її спорудження. Вибір напруги в проєкті здійснюється на основі даних про потужності, що передаються ЛЕП, та довжини цих ліній.

За формулою Ілларіонова, яка забезпечує надійні результати для ліній будь-якої довжини та переданої потужності.

$$U_{ij} = \frac{1000}{\sqrt{\frac{500}{L_{ij}} + \frac{2500}{P_{ij}}}}. \quad (1.4)$$

де P_{ij} – активна потужність відрізка кола, МВт;

L_{ij} – довжина відрізка мережі, км.

Різні варіанти проєктованої мережі або її окремі сегменти можуть мати відмінні номінальні напруги. Усі ділянки кільцевої мережі виконуються з єдиною напругою — номінальною напругою ділянки, де вона досягає максимального значення.

Попередній розподіл потоків визначаємо, не враховуючи втрат потужності, на основі заданих потужностей навантажень (Таблиця 1.1) та відстаней між вузлами мережі (Таблиця 1.2).

Радіально-магістральні мережі розраховуються від кінцевих точок у напрямку до джерела живлення, спираючись на баланс потужностей у вузлах.

Проведемо розрахунок на прикладі ділянки 14 варіанту 1. Встановимо потужність, що передається до 4-ї підстанції через лінію 14:

$$S_{14} = 19.901 + 10.445j - (4 + 1.822j) = 15.901 + 8.622j \text{ (MVA)}.$$

Кільцеву мережу слід аналізувати як лінію з живленням із двох сторін. Обчислення виконуються таким чином:

1. Мережу умовно розривають відносно балансувального вузла А.
2. Розраховують потужності основних відрізків за формулою (1.5).

$$S_{Ai} = \frac{\sum S_i \cdot L_{ij}}{L_{AA'}}. \quad (1.5)$$

де S_i – повна потужність і-того навантаження по шляху від А до A^I або навпаки;

L_{AA^I} – сума довжин ділянок кільцевої мережі;

L_{iA} – довжина ділянок від і-того вузла до А чи A^I .

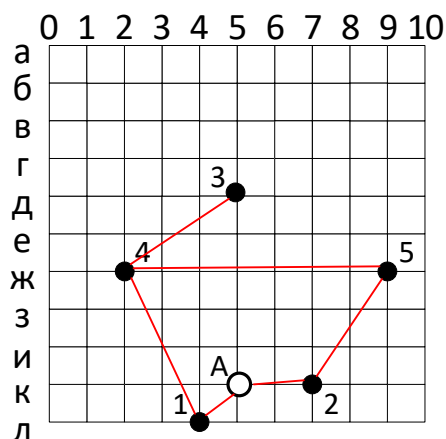


Рисунок 1.2 – Схема першого варіанту розвитку мережі

$$S_{A1} = \frac{S_1 \cdot (L_{14} + L_{45} + L_{52} + L_{2A}) + (S_4 + S_3) \cdot (L_{45} + L_{52} + L_{2A}) + S_5 \cdot (L_{52} + L_{2A}) + S_2 \cdot L_{2A}}{L_{A1} + L_{14} + L_{45} + L_{52} + L_{2A}},$$

$$S_{A1} = \frac{(4+1.822j) \cdot (77.44 + 127.776 + 61.952 + 27.104) + (16+8.197j + 5+3.099j) \cdot (127.776 + 61.952 + 27.104) + (3+1.78j) \cdot (61.952 + 27.104) + (9+4.858j) \cdot 27.104}{19.36 + 77.44 + 127.776 + 61.952 + 27.104} = 19.901+10.445j \text{ (MBA)};$$

$$S_{A2} = \frac{S_2 \cdot (L_{52} + L_{45} + L_{14} + L_{A1}) + S_5 \cdot (L_{45} + L_{14} + L_{A1}) + (S_4 + S_5) \cdot (L_{14} + L_{A1}) + S_1 \cdot L_{A1}}{L_{A1} + L_{14} + L_{45} + L_{52} + L_{2A}},$$

$$S_{A2} = \frac{(9+4.858j) \cdot (61.952 + 127.776 + 77.44 + 19.36) + (3+1.78j) \cdot (127.776 + 77.44 + 19.36) + (16+8.197j + 5+3.099j) \cdot (77.44 + 19.36) + (4+1.822j) \cdot 19.36}{19.36 + 77.44 + 127.776 + 61.952 + 27.104} = 17.099+9.311j \text{ (MBA)}.$$

Перевіримо правильність розрахунків:

$$S_{14} = S_{A1} - S_1; \quad (1.6)$$

$$S_{14} = 19.901+10.445j - (4+1.822j) = 15.901+8.622j \text{ (MBA)};$$

$$S_{52} = S_{2A} - S_2; \quad (1.7)$$

$$S_{45} = 17.099+9.311j - (9+4.858j) = 8.099+4.454j \text{ (MBA)};$$

$$S_{45} = S_{52} - S_5; \quad (1.8)$$

$$S_{45} = 8.099+4.454j - (3+1.78j) = 5.099+2.674j \text{ (MBA)};$$

$$S_{43} = S_{14} + S_{45} - S_4; \quad (1.9)$$

$$S_{43} = 15.901+8.622j + 5.099+2.674j - (16+8.197j) = 5+3.099j \text{ (MBA)}.$$

Перетік потужності вітки 43 повинен дорівнювати потужності третього вузла, що задовільняє наші умови, тому продовжуємо розрахунки.

Для ще однієї перевірки вірності розрахунків використовуємо умову:

$$S_{A1} + S_{2A} = S_1 + S_2 + S_3 + S_4 + S_5; \quad (1.10)$$

$$19.901 + 10.445j + 17.099 + 9.311j = 1.822j + 9 + 4.858j + 5 + 3.099j + \\ + 16 + 8.197j + 3 + 1.78j \\ 37 + 19.756j \text{ (MBA)} = 37 + 19.756j \text{ (MBA)}.$$

Умова виконується, а це означає, що розрахунок виконаний вірно.

У решті варіантів розподіл потоків розраховується за подібними методиками. Отримані результати вносяться до таблиці 1.3.

Для визначення номінальної напруги ділянки застосовуємо формулу (1.4), щоб отримати приблизне значення напруги, яке потім округляємо до найближчого більшого стандартного значення.

Для ділянки 14 першого варіанту конфігурації мережі маємо:

$$U_{14} = \frac{1000}{\sqrt{\frac{500}{77.44} + \frac{2500}{15.901}}} = 78.164 \text{ (кВ)}.$$

Приймаємо номінальну напругу 110 кВ для даної ділянки.

Вибираємо аналогічно номінальну напругу для всіх ділянок мережі кожного варіанта та заносимо в таблицю 1.3.

Таблиця 1.3 – Потужності і номінальні напруги для всіх ділянок мережі

№	Ділянка мережі за схемою	Довжина ділянки, км	Кількість кіл	P, МВт	Q, МВАр	S, МВА	U _{розр} , кВ	U _{ном} , кВ
1	A1	19.36	1	19.901	10.445	22.476	81.259	110
	14	77.44	1	15.901	8.622	18.088	78.164	110
	43	58.08	1	5	3.099	5.882	44.341	110
	45	127.776	1	5.099	2.674	5.757	44.982	110
	52	61.952	1	8.099	4.454	9.243	56.187	110
	2A	27.104	1	17.099	9.311	19.47	77.931	110
2	A1	19.36	1	19.12	9.949	21.554	79.917	110
	14	77.44	1	15.12	8.127	17.166	76.295	110
	43	58.08	1	5	3.099	5.882	44.341	110
	35	77.44	1	5.88	3.169	6.679	48.131	110
	52	61.952	1	8.88	4.949	10.166	58.761	110
	2A	27.104	1	17.88	9.807	20.392	79.487	110
3	A1	19.36	1	18.597	9.687	20.969	78.994	110
	14	77.44	1	14.597	7.865	16.581	75.012	110
	43	58.08	1	8	4.879	9.37	55.805	110
	35	77.44	1	3	1.78	3.488	34.508	110
	32	96.8	1	9.403	5.211	10.75	60.741	110
	2A	27.104	1	18.403	10.069	20.977	80.505	110
4	A1	19.36	1	19.54	10.177	22.031	80.642	110
	14	77.44	1	15.54	8.354	17.643	77.305	110
	43	58.08	1	0.46	0.157	0.486	13.559	110
	35	77.44	1	12	6.638	13.714	68.233	110
	52	61.952	1	9	4.858	10.227	59.147	110
	3A	89.056	1	17.46	9.579	19.915	81.979	110
5	A1	19.36	1	20.659	10.777	23.301	82.523	110
	14	77.44	1	16.659	8.955	18.913	79.928	110
	43	58.08	1	0.659	0.758	1.004	16.212	110
	35	77.44	1	4.341	2.341	4.932	41.441	110
	52	61.952	1	9	4.858	10.227	59.147	110
	5A	85.184	1	16.341	8.979	18.646	79.341	110

1.5 Вибір марки проводів ліній електропередач

Переріз проводів електричної мережі слід підбирати так, щоб забезпечити оптимальний баланс між капітальними витратами на будівництво лінії, які зростають із збільшенням перерізу, та експлуатаційними витратами, пов'язаними з втратами енергії, що зменшуються при збільшенні перерізу.

Вибір перерізу для кожної ділянки лінії з проміжними відгалуженнями здійснюється на основі розрахунку нагрівостійкості відповідної лінії.

Останнім часом набув поширення метод вибору перерізу проводів за економічними інтервалами потужностей. Згідно з цим підходом, переріз визначається на основі розрахункового струмового навантаження одного кола лінії $I_{розр}$, яке обчислюється за формулою:

$$I_{розр} = \frac{S_{ij}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном} \cdot n} \quad (1.11)$$

де S_{ij} – повна потужність лінії;

n – кількість ліній;

$U_{ном}$ – номінальна напруга лінії;

Проведемо розрахунок для першого варіанту $I_{розрA1}$:

$$I_{розрA1} = \frac{19.901 + 10.445j}{\sqrt{3} \cdot 110 \cdot 1} = 117.966 (A).$$

Отримане значення $I_{розр}$ порівнюється з значеннями граничних економічних навантажень $I_{доп}$ та вибираємо переріз проводу F_i . Для схеми №1. ділянки A1 вибирається провід марки АС 120 / 19. Значення $I_{доп}$ залежить від номінальної напруги лінії, типу опор, матеріалу опор та району кліматичних умов по ожеледиці.

Для решти ліній варіантів переріз розраховується подібним чином.

Результати підбору перерізу проводів ліній наведено в таблиці 1.4.

У більшості випадків схеми для післяаварійних режимів у проєктованій мережі відрізняються від схеми нормального режиму лише параметрами ділянки, де сталася аварія, або відсутністю зв'язку між двома вузлами (наприклад, у разі відключення однієї з основних ділянок кільцевої мережі). Вибраний переріз перевіряється на відповідність допустимому струму. Для моделювання післяаварійного режиму в замкнених мережах розривається найбільш навантажена лінія. При цьому розподіл потоків потужностей перераховується відповідно до пункту 1, після чого визначається значення максимального післяаварійного струму.

Розглянемо як приклад післяаварійний режим у першій конфігурації при розриві найбільш навантаженої лінії А1:

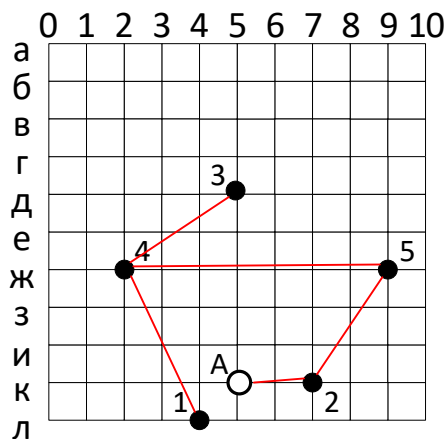


Рисунок 1.3 – Післяаварійний режим для першого варіанту розвитку мережі

В післяаварійному режимі по лінії 2А (першого варіанту) протікає потужність:

$$\begin{aligned}
 S_{14ПА} &= S_1 ; \\
 S_{43ПА} &= S_3 ; \\
 S_{45ПА} &= S_1 + S_3 + S_4 ; \\
 S_{52ПА} &= S_{45ПА} + S_5 ; \\
 S_{A2ПА} &= S_{52ПА} + S_2 ;
 \end{aligned}
 \tag{1.12}$$

$$\begin{aligned}
S_{14IIA} &= 4+1.822j \text{ (MBA)}; \\
S_{43IIA} &= 5+3.099j \text{ (MBA)}; \\
S_{45IIA} &= 4+1.822j + 5+3.099j + 16+8.197j = 25+13.118j \text{ (MBA)}; \\
S_{52IIA} &= 25+13.118j + 3+1.78j = 28+14.898j \text{ (MBA)}; \\
S_{A2IIA} &= 28+14.898j + 9+4.858j = 37+19.756j \text{ (MBA)}.
\end{aligned}$$

Отже:

$$\begin{aligned}
I_{розр2AIIA} &= 1 \cdot 1 \cdot \frac{|S_{5AIIA}|}{\sqrt{3} \cdot 110 \cdot 1.1}; \\
I_{розр2AIIA} &= 1 \cdot 1 \cdot \frac{41.944}{\sqrt{3} \cdot 110 \cdot 1.1} = 200.135 \text{ (A)}.
\end{aligned} \tag{1.13}$$

390 A > 200.135 A, отже, підібраний переріз відповідає умові допустимого максимального струму. Якщо ця умова не виконується, слід обрати провід із більшим перерізом.

Результати обчислень для решти ділянок усіх варіантів конфігурацій заносимо до таблиці 1.4.

Для забезпечення надійності та ефективності електричної мережі під час проектування також враховуються додаткові фактори, такі як кліматичні умови, тип провідникового матеріалу та особливості експлуатації. Це дозволяє оптимізувати вибір перерізу не лише з точки зору економічних показників, а й з урахуванням довгострокової стабільності роботи мережі. У разі виявлення невідповідності розрахункових параметрів вимогам післяаварійних режимів рекомендується провести повторну перевірку всіх вузлів і ділянок, щоб гарантувати безперебійне електропостачання.

Таблиця 1.4 – Результати вибору марок проводів ЛЕП

№	Ділянка мережі за схемою	пл	Ірозр, А	Е, ММ²	Ідоп, А	Ірозрп.а, А	Е, мм² після перевірки
1	A1	1	117.966	АС-120/19	390	0	АС-120/19
	14	1	94.94	АС-120/19	390	94.94	АС-120/19
	43	1	30.874	АС-120/19	390	30.874	АС-120/19
	45	1	30.218	АС-120/19	390	30.218	АС-120/19
	52	1	48.511	АС-120/19	390	48.511	АС-120/19
	2А	1	102.189	АС-120/19	390	102.189	АС-120/19
2	A1	1	113.129	АС-120/19	390	0	АС-120/19
	14	1	90.098	АС-120/19	390	90.098	АС-120/19
	43	1	30.874	АС-120/19	390	30.874	АС-120/19
	35	1	35.057	АС-120/19	390	35.057	АС-120/19
	52	1	53.356	АС-120/19	390	53.356	АС-120/19
	2А	1	107.033	АС-120/19	390	107.033	АС-120/19
3	A1	1	110.059	АС-120/19	390	110.059	АС-120/19
	14	1	87.029	АС-120/19	390	87.029	АС-120/19
	43	1	49.181	АС-120/19	390	49.181	АС-120/19
	35	1	18.309	АС-120/19	390	18.309	АС-120/19
	32	1	56.424	АС-120/19	390	56.424	АС-120/19
	2А	1	110.101	АС-120/19	390	0	АС-120/19
4	A1	1	115.633	АС-120/19	390	0	АС-120/19
	14	1	92.602	АС-120/19	390	92.602	АС-120/19
	43	1	2.553	АС-120/19	390	2.553	АС-120/19
	35	1	71.977	АС-120/19	390	71.977	АС-120/19
	52	1	53.679	АС-120/19	390	53.679	АС-120/19
	3А	1	104.529	АС-120/19	390	104.529	АС-120/19
5	A1	1	122.297	АС-120/19	390	0	АС-120/19
	14	1	99.267	АС-120/19	390	99.267	АС-120/19
	43	1	5.269	АС-120/19	390	5.269	АС-120/19
	35	1	25.888	АС-120/19	390	25.888	АС-120/19
	52	1	53.679	АС-120/19	390	53.679	АС-120/19
	5А	1	97.864	АС-120/19	390	97.864	АС-120/19

Таблиця 1.5 – Характеристики марок проводів ЛЕП

№	Ділянка мережі за схемою	пл	Довжина ділянки, км	Марка провода	r_0 , Ом/км	x_0 , Ом/км	R_1 , Ом	X_1 , Ом
1	A1	1	19.36	АС-120/19	0.249	0.427	4.821	8.267
	14	1	77.44	АС-120/19	0.249	0.427	19.283	33.067
	43	1	58.08	АС-120/19	0.249	0.427	14.462	24.800
	45	1	127.776	АС-120/19	0.249	0.427	31.816	54.560
	52	1	61.952	АС-120/19	0.249	0.427	15.426	26.454
	2A	1	27.104	АС-120/19	0.249	0.427	6.749	11.573
2	A1	1	19.36	АС-120/19	0.249	0.427	4.821	8.267
	14	1	77.44	АС-120/19	0.249	0.427	19.283	33.067
	43	1	58.08	АС-120/19	0.249	0.427	14.462	24.800
	35	1	77.44	АС-120/19	0.249	0.427	19.283	33.067
	52	1	61.952	АС-120/19	0.249	0.427	15.426	26.454
	2A	1	27.104	АС-120/19	0.249	0.427	6.749	11.573
3	A1	1	19.36	АС-120/19	0.249	0.427	4.821	8.267
	14	1	77.44	АС-120/19	0.249	0.427	19.283	33.067
	43	1	58.08	АС-120/19	0.249	0.427	14.462	24.800
	35	1	77.44	АС-120/19	0.249	0.427	19.283	33.067
	32	1	96.8	АС-120/19	0.249	0.427	24.103	41.334
	2A	1	27.104	АС-120/19	0.249	0.427	6.749	11.573
4	A1	1	19.36	АС-120/19	0.249	0.427	4.821	8.267
	14	1	77.44	АС-120/19	0.249	0.427	19.283	33.067
	43	1	58.08	АС-120/19	0.249	0.427	14.462	24.800
	35	1	77.44	АС-120/19	0.249	0.427	19.283	33.067
	52	1	61.952	АС-120/19	0.249	0.427	15.426	26.454
	3A	1	89.056	АС-120/19	0.249	0.427	22.175	38.027
5	A1	1	19.36	АС-120/19	0.249	0.427	4.821	8.267
	14	1	77.44	АС-120/19	0.249	0.427	19.283	33.067
	43	1	58.08	АС-120/19	0.249	0.427	14.462	24.800
	35	1	77.44	АС-120/19	0.249	0.427	19.283	33.067
	52	1	61.952	АС-120/19	0.249	0.427	15.426	26.454
	5A	1	85.184	АС-120/19	0.249	0.427	21.211	36.374

1.6 Визначення втрат напруги

Одним із ключових показників економічності й надійності системи є втрата напруги.

У цьому підрозділі ми визначатимемо значення найбільших втрат напруги в нормальному та післяаварійному режимах. Споживачі здатні функціонувати ефективно лише за нормалізованих значень частоти й напруги. Зміни навантаження, зумовлені сезонними факторами, часом доби чи іншими причинами, спричиняють систематичні відхилення напруги в споживачів. При зростанні навантаження напруга знижується, а при зменшенні — зростає. Відхилення в будь-який бік є небажаним для споживачів, тому втрати регулюються стандартами ДСТУ або технічними обмеженнями.

Оскільки рівень напруги для споживача має вирішальне значення, після аналізу можна виключити з подальшого розгляду ті конфігурації мережі, де падіння напруги перевищує встановлені норми, адже за технічними параметрами вони не відповідають вимогам до якості електроенергії.

Для цього кожен варіант схеми мережі перевіряється на відповідність допустимим втратам напруги до найвіддаленішої точки або до точки розподілу потоків, залежно від типу схеми й режиму.

Для розрахунку втрат напруги використовується застосовується формула:

$$\Delta U_{ij} = \frac{P_{ij}^{na} \cdot R_{ij} + Q_{ij}^{na} \cdot X_{ij}}{U_{АПА}}; \quad (1.14)$$

де Q_{ij}^{na} — реактивна потужність відповідної лінії у післяаварійному режимі;

P_{ij}^{na} — активна потужність відповідної лінії у післяаварійному режимі;

R_{ij} — активний опір відповідної лінії.

$$R_{ij} = r_0 \cdot L_{ij}. \quad (1.15)$$

X_{ij} - реактивний опір відповідної лінії.

$$X_{ij} = x_0 \cdot L_{ij}. \quad (1.16)$$

Визначення втрат напруги на прикладі ділянки першого варіанту мережі.

Втрати напруги в післяаварійному режимі:

$$\begin{aligned} \Delta U_{2АПА} &= \frac{P_{2АПА} \cdot R_{2А} + Q_{2АПА} \cdot X_{2А}}{U_{АПА}}; \\ \Delta U_{52АПА} &= \frac{P_{52ПА} \cdot R_{52} + Q_{52ПА} \cdot X_{52}}{U_{АПА} - \Delta U_{2АПА}}; \\ \Delta U_{45АПА} &= \frac{P_{45ПА} \cdot R_{45} + Q_{45ПА} \cdot X_{45}}{U_{АПА} - \Delta U_{2АПА} - \Delta U_{52АПА}}; \\ \Delta U_{43АПА} &= \frac{P_{43ПА} \cdot R_{43} + Q_{43ПА} \cdot X_{43}}{U_{АПА} - \Delta U_{2АПА} - \Delta U_{52АПА} - \Delta U_{45АПА}}; \\ \Delta U_{14АПА} &= \frac{P_{14ПА} \cdot R_{14} + Q_{14ПА} \cdot X_{14}}{U_{АПА} - \Delta U_{2АПА} - \Delta U_{52АПА} - \Delta U_{45АПА} - \Delta U_{43АПА}}; \end{aligned} \quad (1.17)$$

$$\begin{aligned} \Delta U_{2АПА} &= \frac{37 \cdot 6.749 + 19.756 \cdot 11.573}{121} = 3.953 (\kappa B); \\ \Delta U_{52АПА} &= \frac{28 \cdot 15.426 + 14.898 \cdot 26.454}{121 - 3.953} = 7.057 (\kappa B); \\ \Delta U_{45АПА} &= \frac{25 \cdot 31.816 + 13.118 \cdot 54.56}{121 - 3.953 - 7.057} = 13.739 (\kappa B); \\ \Delta U_{43АПА} &= \frac{5 \cdot 14.462 + 3.099 \cdot 24.8}{121 - 3.953 - 7.057 - 13.739} = 1.55 (\kappa B); \\ \Delta U_{14АПА} &= \frac{4 \cdot 19.283 + 1.822 \cdot 33.067}{121 - 3.953 - 7.057 - 13.739 - 1.55} = 1.427 (\kappa B). \\ \Delta U &= U_{АПА} - \Delta U_{52АПА} - \Delta U_{45АПА} - \Delta U_{43АПА} - \Delta U_{14АПА}; \\ \Delta U &= 121 - 3.953 - 7.057 - 13.739 - 1.55 - 1.427 = 94.701 (\kappa B). \end{aligned} \quad (1.18)$$

Обчислимо відхилення напруги:

$$\begin{aligned} \delta U \% &= \frac{U_{ном} - \Delta U}{U_{ном}}; \\ \delta U \% &= \frac{110 - 94.701}{110} \cdot 100\% = 13.909\%. \end{aligned} \quad (1.19)$$

Таблиця 1.6 – Характеристики післяаварійного режиму ЛЕП

№	Ділянка мережі за схемою	R, Ом	X, Ом	Rп.а, МВт	Qп.а, МВт	Sn.а, МВА	Втрати напруги ΔU , кВ	Відхилення напруги δU , %
1	A1	4.821	8.267					13.909
	14	19.283	33.067	4	1.822	4.396	1.427	
	43	14.462	24.800	5	13.118	28.233	13.739	
	45	31.816	54.560	25	13.118	28.233	13.739	
	52	15.426	26.454	28	14.898	31.717	7.057	
	2A	6.749	11.573	37	19.756	41.944	3.953	
2	A1	4.821	8.267					10.160
	14	19.283	33.067	4	1.822	4.396	1.371	
	43	14.462	24.800	5	13.118	28.233	8.327	
	35	19.283	33.067	25	13.118	28.233	8.327	
	52	15.426	26.454	28	14.898	31.717	7.057	
	2A	6.749	11.573	37	19.756	41.944	3.953	
3	A1	4.821	8.267	37	19.756	41.944	2.824	9.812
	14	19.283	33.067	33	17.934	37.558	10.403	
	43	14.462	24.800	17	1.78	3.488	1.13	
	35	19.283	33.067	3	1.78	3.488	1.130	
	32	24.103	41.334	9	4.858	10.227	4.046	
	2A	6.749	11.573					
4	A1	4.821	8.267					7.545
	14	19.283	33.067	4	1.822	4.396	1.272	
	43	14.462	24.800	20	6.638	13.714	4.174	
	35	19.283	33.067	12	6.638	13.714	4.174	
	52	15.426	26.454	9	4.858	10.227	2.575	
	3A	22.175	38.027	37	19.756	41.944	12.99	
5	A1	4.821	8.267					15.163
	14	19.283	33.067	4	1.822	4.396	1.450	
	43	14.462	24.800	20	13.118	28.233	8.435	
	35	19.283	33.067	25	13.118	28.233	8.435	
	52	15.426	26.454	9	4.858	10.227	2.462	
	5A	21.211	36.374	37	19.756	41.944	12.425	

Відхилення напруги не перевищує номінального значення більш ніж на 20%. Для інших варіантів обчислення проводяться за аналогічним алгоритмом, а результати подано в таблиці 1.6.

У таблиці 1.7, крім даних про максимальні втрати напруги, також указана інформація щодо кількості вимикачів та загальної протяжності ліній для всіх запропонованих конфігурацій розвитку електромережі. За цими узагальненими показниками вартості будівництва нових мереж можна попередньо виключити кілька свідомо дорожчих варіантів.

За приблизно однакових інших характеристик перевагу слід надавати тим конфігураціям, де електроенергія передається найкоротшими лініями від джерела живлення до місць споживання й де втрати напруги є мінімальними.

Таблиця 1.7 – Відхилення напруги у післяаварійному режимі та інформація про кількість вимикачів та загальну довжину ліній

№ схеми	$\Delta p_{a,max}, \%$	Кількість вимикачів	$L_{lep}, \text{ км}$
1	13.909	18	371.712
2	10.160	18	321.376
3	9.812	18	356.224
4	7.545	18	383.328
5	15.163	18	379.456

Після вивчення таблиці 1.7 можна зробити висновок, що для подальшого аналізу доцільно обрати схеми № 2 і 3, оскільки вони характеризуються найменшими втратами напруги та найкоротшими лініями електропередач. Серед чотирьох типів мереж, розглянутих у таблиці, саме ці конфігурації демонструють оптимальні показники ефективності та економічності, що робить їх найбільш перспективними для подальшого проектування та впровадження.

1.7 Визначення технічних показників

Схеми мережі та кількість вимикачів

Для кожного типу схеми слід визначити кількість вимикачів, що відіграє важливу роль у виборі економічно вигідного варіанту мережі. Під час розробки схем підстанцій ми спиралися на те, що найнадійнішим і оптимальним є варіант схеми місток. У кільцевих мережах використовується схема місток із вимикачами в перемичці й у колах трансформаторів.

При виборі схем для різних варіантів мережі враховуємо функціональне призначення кожної підстанції та вимоги до забезпечення необхідного рівня надійності й простоти реалізації.

Для прохідних підстанцій у кільцевих мережах застосовуємо схему місток із вимикачами в перемичці та в колах трансформаторів (див. рис. 1.4).

Для системної підстанції А обираємо подвійну систему шин із обхідною. Кількість вимикачів тут відповідає кількості ліній, що до них підключені. Шиноз'єднувальні та секційні вимикачі до загальної кількості не включаємо, оскільки розглядаємо лише частину джерел живлення А, припускаючи, що вони можуть забезпечувати іншу частину енергосистеми.

Кількість вимикачів для кожного варіанту схеми мережі подано в таблиці 1.7.

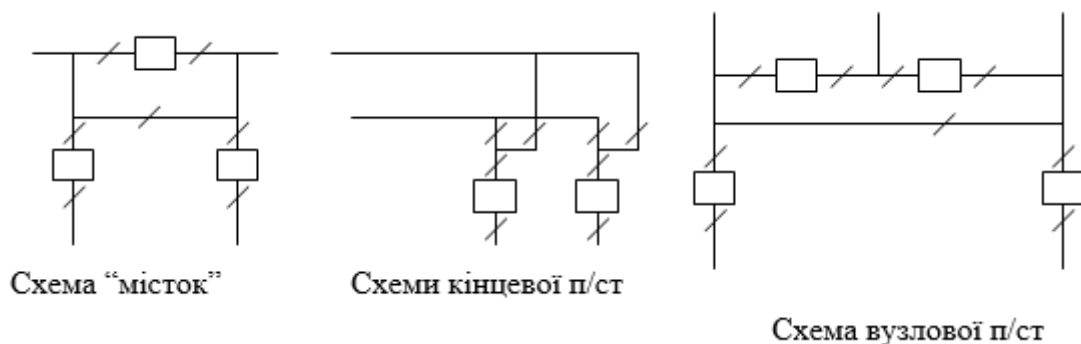


Рисунок 1.4 – Різновид схем мережі

1.8 Вибір основного обладнання на підстанціях

Докладний аналіз можливостей систематичного перевантаження трансформаторного обладнання на понижуючих підстанціях у нормальних режимах, враховуючи реальний графік, коефіцієнт початкового навантаження та температуру навколишнього середовища, не є частиною цього проєкту. Тому, відповідно до практики проєктування, потужність трансформаторного обладнання на понижуючих підстанціях визначається з урахуванням допустимого перевантаження в післяаварійних режимах на 40% протягом максимуму добового навантаження, тривалістю до 6 годин, не більше 5 діб.

Вибір трансформаторів здійснюється за такими критеріями:

1. Якщо серед споживачів підстанції є такі, що належать до 1-ої категорії, кількість трансформаторів має бути не меншою за два.

2. На підстанціях, що забезпечують електропостачання споживачів 2-ої та 3-ої категорій, допускається встановлення одного трансформатора за умови наявності в мережевому районі централізованого пересувного трансформаторного резерву та можливості заміни пошкодженого трансформатора протягом не більше однієї доби, що наразі є малоймовірним.

Таким чином, для вузла 1 маємо:

$$S_{\max} = |S_1| = 4.396 \text{ (MVA)}; \quad (1.20)$$

Згідно з усталеними підходами до проєктування, потужність трансформаторного обладнання на понижуючих підстанціях визначається з урахуванням можливості допустимого перевантаження в післяаварійних режимах до 40% протягом пікового добового навантаження, тривалість якого не перевищує 5 годин і який триває не більше 6 діб. Важливо зазначити, що в післяаварійних умовах перевантаження може перевищувати 40%, але при цьому його тривалість буде значно коротшою. Такий підхід дозволяє забезпечити надійність роботи обладнання, враховуючи тимчасові відхилення від нормальних режимів експлуатації, та оптимізувати вибір трансформаторів для забезпечення стабільного електропостачання.

$$S_{Ti} = \frac{|S_{\max}|}{1.4 \cdot (n-1)}. \quad (1.21)$$

де $S_{\max}$ – максимальна потужність вузла;

n – кількість паралельних трансформаторів.

$$S_{T1} = \frac{4.396}{1.4 \cdot (2-1)} = 3.14 \text{ (MBA)}.$$

Обираємо трансформатори типу ТМН-6300/110 потужністю 6.3 МВА.
Для інших вузлів вибір трансформаторів проводиться аналогічно.

Результати вибору трансформаторів та їх номінальні параметри зводимо до таблиці 1.8.

Таблиця 1.8 - Результати вибору трансформаторів

№	Тип т-ра	Межі регулювання	$U_{\text{ном}}$ обмоток, кВ		U_k , %	ΔP_k , кВт	ΔP_x , кВт	I_x , %	R_T , Ом	X_T , Ом	ΔQ_{xx} , квар
			ВН	НН							
1	ТМН- 6300/110	$\pm 9\% \pm 1,78\%$	115	6,6; 11	10,5	44	11,5	0,8	14,7	220,4	50,4
2	ТДН- 10000/110	$\pm 9\% \pm 1,78\%$	115	6,6; 11	10,5	60	14	0,7	7,95	139	70
3	ТМН- 6300/110	$\pm 9\% \pm 1,78\%$	115	6,6; 11	10,5	44	11,5	0,8	14,7	220,4	50,4
4	ТДН- 16000/110	$\pm 9\% \pm 1,78\%$	115	6,5; 11	10,5	85	19	0,7	4,38	86,7	112
5	ТМН- 2500/110	$+10\% \pm 1,5\%$ $-8\% \pm 1,5\%$	110	6,6; 11	10,5	44	5,5	1,5	42,6	508,2	37,5

Проведено розрахунки для вибору трансформаторів, у результаті яких у кожному вузлі встановлено по два трансформатори. Визначено їхній тип

відповідно до розрахункових напруг, а також установлено діапазони регулювання трансформаторів.

1.9 Визначення техніко-економічних показників та вибір оптимального варіанту мережі

Оцінюємо варіанти виконання мережі за техніко-економічними показниками на основі техніко-економічного аналізу (ТЕА).

Порівняння варіантів здійснюється у два етапи:

1. На початковому етапі варіанти з однаковою номінальною напругою мережі приблизно порівнюються за ключовими кількісними характеристиками: загальною довжиною ліній, протяжністю їхніх трас, кількістю комірок вимикачів тощо. Принципи розробки схем мережі мають враховувати різні властивості електричних мереж, а порівняння їхніх варіантів ґрунтується на розрахункових витратах.

2. На другому етапі обмежена кількість найбільш оптимальних варіантів схем і номінальних напруг мережі піддається детальному техніко-економічному порівнянню за приведеними витратами. Кожен із таких варіантів має бути ретельно опрацьований, включаючи вибір схем усіх підстанцій, розрахунок втрат електроенергії тощо.

Важливо враховувати, що порівняння варіантів схем із різними номінальними напругами можливе лише за приведеними витратами через відмінності у вартості обладнання, апаратури та величинах втрат електроенергії. Ця умова є обов'язковою також для порівняння варіантів із різним рівнем надійності електропостачання споживачів.

Для визначення техніко-економічних показників і критеріїв економічної ефективності враховуються дані про вартість електрообладнання та характеристики його експлуатації.

1.10 Показники та критерії економічної ефективності

Методика оцінки економічної ефективності є частиною техніко-економічного аналізу (ТЕА) і базується на загальних методичних засадах визначення економічної ефективності інвестицій в енергетичний сектор.

Методика створена для аналізу економічної доцільності вкладень у розвиток енергосистем та електромереж, зокрема в будівництво нових об'єктів, розширення й реконструкцію ліній електропередачі та підстанцій.

У курсовому проєкті ключовим критерієм економічної ефективності, на основі якого визначатиметься оптимальний варіант, виступає рівень рентабельності інвестицій в електричні мережі.

$$R = \frac{P \cdot T_{нб} \cdot C \cdot \gamma - E}{5K}. \quad (1.22)$$

де P – активна потужність трансформатора;

C – ціна за електроенергію, 4.32 грн за кВт·год;

$T_{нб}$ – час найбільшого навантаження, 5800 год;

E – щорічні витрати на експлуатацію мережі;

γ - частка вартості реалізації електроенергії, що припадає на електричну мережу (для мереж 110 кВ γ складає 0,12);

K – капіталовкладення.

умовах економічної нестабільності в країні рекомендується визначати капітальні вкладення у стабільній вільно конвертованій валюті. На сьогодні прийнято, що ціни 1984 року, виражені в карбованцях, еквівалентні сучасним цінам у доларах США. Для переведення вартості в національну валюту необхідно помножити показники, наведені в довідниках, на офіційний курс долара США, чинний на момент проведення розрахунків (наприклад, 42 грн за 1 дол. США).

Для розрахунку загальної суми капіталовкладень застосовується відповідна формула, яка враховує всі необхідні економічні параметри та забезпечує точність оцінки витрат на реалізацію проєкту. Цей підхід дозволяє адаптувати фінансові розрахунки до поточних економічних умов і забезпечити достовірність техніко-економічного обґрунтування.

$$K = K_{nc} + K_{lep} \cdot \quad (1.23)$$

де K_{nc} - одночасні капітальні вкладення на спорудження підстанцій;

K_{lep} - капітальні витрати на спорудження ліній.

Для визначення капітальних витрат (K_{nc}). Знаючи потужність трансформатора, визначаємо його вартість у доларах США та множимо на курс 42 грн за 1 долар.

$$K_{nc1} = 360 \cdot 42 = 15.12 \cdot 10^3 \text{ (тис. грн)};$$

$$K_{nc2} = 135 \cdot 42 = 5.67 \cdot 10^3 \text{ (тис. грн)};$$

$$K_{nc3} = 125 \cdot 42 = 5.25 \cdot 10^3 \text{ (тис. грн)};$$

$$K_{nc4} = 410 \cdot 42 = 17.22 \cdot 10^3 \text{ (тис. грн)};$$

$$K_{nc5} = 110 \cdot 42 = 4.62 \cdot 10^3 \text{ (тис. грн)}.$$

Для визначення K_{lep} за допомогою довідника (табл. 9.5). Знаючи район по ожеледі і переріз проводу, знаходимо його вартість в доларах США та множимо на 42.

Таблиця 1.9 – Розрахунок капіталовкладення в ЛЕП

№	Ділянка, км		U _{ном} , кВ	Марка провода	Табличне значення, тис. ум. од.	Ціна, тис. грн	Клеп, тис. грн
2	A1	19.36	110	АС-120/19	12	504	9 757
	14	77.44	110	АС-120/19	12	504	39 030
	43	58.08	110	АС-120/19	12	504	29 272
	35	77.44	110	АС-120/19	12	504	39 030
	52	61.952	110	АС-120/19	12	504	31 224
	2А	27.104	110	АС-120/19	12	504	13 660
3	A1	19.36	110	АС-120/19	12	504	9 757
	14	77.44	110	АС-120/19	12	504	39 030
	43	58.08	110	АС-120/19	12	504	29 272
	35	77.44	110	АС-120/19	12	504	39 030
	32	96.8	110	АС-120/19	12	504	48 787
	2А	27.104	110	АС-120/19	12	504	13 660

Для другого варіанту:

$$\text{Клеп} = 161974 \text{ (тис. грн.)}.$$

Для третього варіанту:

$$\text{Клеп} = 179537 \text{ (тис. грн.)}.$$

Тепер можемо знайти суму капіталовкладення для обох варіантів.

Для другого варіанту:

$$K = K_{\text{пс}} + \text{Клеп}_2 = 47880 + 161974 = 209854 \text{ (тис. грн.)}.$$

Для третього варіанту:

$$K = K_{\text{пс}} + \text{Клеп}_3 = 47880 + 179537 = 227417 \text{ (тис. грн.)}.$$

Знайдемо щорічні капітальні витрати. Для цього скористаймося наступною формулою:

$$E = K_{ЛЕП} \cdot \alpha_{ЛЕП} + K_{ПС} \cdot \alpha_{ПС}. \quad (1.24)$$

де $\alpha_{ЛЕП}$ та $\alpha_{ПС}$ – відсотки на амортизацію, обслуговування та ремонт.

$$E_2 = 161974 \cdot 0.028 + 47880 \cdot 0.094 = 9.036 \cdot 10^3 \text{ (тис.грн)};$$

$$E_3 = 179537 \cdot 0.028 + 47880 \cdot 0.094 = 9.528 \cdot 10^3 \text{ (тис.грн)}.$$

Таблиця 1.10 – Розрахунок рентабельності

№	Клеп	Кпс	К	Е	Р
	тис. грн.				%
2	161974	47880	209854	9035.992	9.741
3	179537	47880	227417	9527.756	8.946

$$R_2 = \frac{37 \cdot 5800 \cdot 4.32 \cdot 0.12 - 9.036 \cdot 10^3}{5 \cdot 209.854 \cdot 10^3} = 9.741 ;$$

$$R_3 = \frac{37 \cdot 5800 \cdot 4.32 \cdot 0.12 - 9.528 \cdot 10^3}{5 \cdot 227.417 \cdot 10^3} = 8.946 .$$

Як видно з аналізу, рентабельність другого варіанту перевищує показники третього варіанту. Отже, на основі проведених розрахунків можна зробити висновок, що друга схема мережі є економічно найвигіднішою та оптимальною для реалізації.

2 НОРМИ НАГРІВУ ТРАНСФОРМАТОРІВ

Відповідно до нормативних вимог, трансформатор має бути спроектований таким чином, щоб перевищення температури його обмоток, магнітопроводу та масла над температурою навколишнього середовища за номінального навантаження та безперервної роботи в зазначених умовах не перевищувало встановлених значень. Умови навколишнього середовища включають:

- Температуру охолоджуючого повітря, що природно коливається, від мінус 45 °C до плюс 40 °C для трансформаторів із масляно-повітряним охолодженням;
- Температуру охолоджуючої води до плюс 25 °C на вході в охолоджувач для трансформаторів із масляно-водяним охолодженням;
- Середньодобову температуру повітря не вище плюс 30 °C;
- Середньорічну температуру повітря не вище плюс 20 °C.

Максимально допустимі перевищення температури окремих частин трансформатора над температурою охолоджуючого середовища становлять:

- Обмотки: 65 °C
- Магнітопровід та конструктивні елементи (на поверхні): 75 °C;

Масло у верхніх шарах:

- Для герметизованих трансформаторів або з пристроєм, що повністю захищає масло від контакту з повітрям: 60 °C;
- В інших випадках: 55 °C.

Ці норми встановлені стандартом з урахуванням того, щоб середня температура обмотки в найспекотніший період року не перевищувала 105 °C, а середньорічна температура обмотки становила близько 75 °C. Дотримання цих умов запобігає прискореному старінню ізоляції трансформаторів, забезпечуючи їх надійну експлуатацію протягом приблизно 25 років.

Для вимірювання температури частин трансформатора застосовуються такі методи:

1. Вимірювання температури обмоток за зміною опору постійному струму. Оскільки безпосереднє вимірювання температури обмотки ускладнене через її недоступність і перебування під напругою, використовується фізична властивість металевих провідників змінювати електричний опір залежно від температури. Залежність між опором мідної обмотки та температурою описується відповідною формулою.

Залежність між опором мідної обмотки та температурою виражається формулою:

$$R_2 / R_1 = (235 + \vartheta_2) / (235 + \vartheta_1). \quad (2.1)$$

де R_1 – опір обмотки виміряні при температурах ϑ_1 , Ом;

R_2 – опір обмотки виміряні при температурах ϑ_2 , Ом;.

2. Вимірювання температури масла у верхніх шарах за допомогою термометра або термопари.

Ізоляційні матеріали, що використовуються у виробництві електротехнічного обладнання, зокрема трансформаторів, класифікуються за рівнем нагрівостійкості. Матеріали одного класу мають подібні характеристики щодо старіння. Нагрівостійкість визначається як здатність електроізоляційного матеріалу чи ізоляції тривалий час витримувати підвищену температуру без пошкоджень або значного погіршення ключових властивостей. Встановлено класифікацію ізоляційних матеріалів, яка представлена в таблиці 2.1. У сучасних силових масляних трансформаторах переважно застосовуються матеріали класу нагрівостійкості А.

Таблиця 2.1 – Класифікація електроізоляційних матеріалів за нагрівостійкістю для електричних машин, трансформаторів і апаратів

Позначення класу нагрівостійкост	Температура, що характеризує даний клас нагрівостійкості, °C	Коротка характеристика основних груп електроізоляційних матеріалів, що відповідають даному класу нагрівостійкості
Y	90	Волокнисті матеріали з целюлози, бавовни і натурального шовку, не просочені і не занурені в рідкий електроізоляційний матеріал
A	105	Волокнисті матеріали з целюлози, бавовни або натурального, штучного і синтетичного шовку, у робочому стані просочені або занурені в рідкий електроізоляційний матеріал
E	120	Синтетичні органічні матеріали (плівки, волокна, смоли й ін.)
B	130	Матеріали на основі слюди, азбесту і скловолосна, які застосовуються з органічними сполучними і просочуваними складами
F	155	Матеріали на основі слюди, азбесту і скловолосна, які застосовуються в сполученні із синтетичними сполучними і просочуваними складами, відповідними даному класу нагрівостійкості
H	180	Матеріали на основі слюди, азбесту і скловолосна, які застосовуються в сполученні з кремнійорганічними сполучними і просочуваними складами, кремнійорганічні еластomers
C	Вище 180	Слюда, керамічні матеріали, скло, кварц чи їхні комбінації, які застосовуються без сполучних чи з неорганічними і елементоорганічними складами

Примітка. Для всіх класів нагрівостійкості можуть застосовуватися інші матеріали або їх прості комбінації, якщо на основі практичного досвіду чи

досліджень підтверджено, що вони здатні функціонувати за температур, відповідних даному класу.

Температури, зазначені в таблиці 2.1, визначені як гранично допустимі для матеріалів, що використовуються в електрообладнанні загального призначення, яке тривалий час експлуатується в нормальних умовах. Ці значення забезпечують економічно обґрунтовані терміни служби обладнання. Температура в найбільш нагрітій частині ізоляції не повинна перевищувати вказаних граничних значень під час роботи в номінальному режимі за максимальної температури охолоджуючого середовища, передбаченої для цього режиму.

Гранично допустимі перевищення температури встановлюються з урахуванням граничних температур, методів їх вимірювання, температури охолоджуючого середовища, можливості локальних перегрівів, особливостей конструкції матеріалів, умов і режимів експлуатації електрообладнання, а також економічно доцільних термінів його служби.

2.1 Джерела теплоти і втрати трансформатора

Основними джерелами тепла в трансформаторі є обмотки та магнітопровід, де під час роботи трансформатора виникають основні енергетичні втрати, що виділяються у вигляді тепла. Втрати в трансформаторі поділяються на втрати короткого замикання та втрати холостого ходу.

До втрат короткого замикання належать:

- 1) Електричні втрати в обмотках, спричинені робочим струмом;
- 2) Додаткові втрати в обмотках, викликані потоком розсіювання, який перетинає обмотки та спричиняє нерівномірний розподіл струму по перерізу провідників;
- 3) Електричні втрати у відводах між обмотками та вводами;
- 4) Додаткові втрати у відводах, спричинені потоками розсіювання;

5) Втрати в стінках бака та інших металевих елементах трансформатора, викликані потоком розсіювання обмоток і відводів. Ці втрати вважаються пропорційними квадрату струму навантаження. $P_{кз} = I^2$.

Під час розрахунку втрат масляних трансформаторів їх приводять до умовної розрахункової температури $+75\text{ }^{\circ}\text{C}$.

Втрати холостого ходу переважно складаються з втрат у сталі магнітопроводу, які включають втрати від гістерезису та вихрових струмів. Ці втрати залишаються практично незмінними незалежно від режиму навантаження трансформатора. Сумарні втрати трансформатора визначаються як сума втрат короткого замикання та втрат холостого ходу.

Розрахунок окремих видів втрат у цьому контексті не розглядається, тому надалі для теплових розрахунків охолоджуючих пристроїв втрати трансформатора вважатимуться заданими.

2.2 Процес теплопередачі в трансформаторі

Тепловий потік, що виникає в обмотках і магнітопроводі трансформатора, передається в навколишнє середовище, проходячи складний шлях через кілька ділянок. На кожній ділянці утворюється температурний перепад, величина якого залежить від інтенсивності теплового потоку. На протяжних ділянках, наприклад в обмотці, перепад визначається різницею температур між найгарячішою внутрішньою точкою обмотки та її зовнішньою поверхнею. На межах ділянок, таких як обмотка – масло, температурний перепад обчислюється як різниця температур зовнішньої поверхні обмотки та масла.

Розглянемо основні ділянки проходження теплового потоку:

1. Від внутрішніх точок обмотки або магнітопроводу до їх зовнішніх поверхонь, омиваних маслом. Теплопередача на цій ділянці відбувається шляхом теплопровідності. Для теплового розрахунку припускається, що розподіл температури в обмотці підкоряється закону квадратичної параболи. Для розрахунку охолодження обмотки необхідно визначити її охолоджувальну

поверхню. Наприклад, для циліндричної обмотки охолоджувальними вважаються лише зовнішні циліндричні поверхні вздовж висоти міді обмотки. Торцеві поверхні, закриті опорними кільцями, до розрахунку не включаються. Внутрішня поверхня обмотки, що прилягає до ізоляційного циліндра, не вважається тепловіддаючою і також не враховується. Якщо на зовнішню поверхню накладаються вертикальні рейки для забезпечення відстані між обмотками, то з цієї поверхні віднімається площа, закрита рейками.

2. Передача тепла від обмоток до масла. Цей процес відбувається за наявності різниці температур між обмотками та маслом. Величина цієї різниці залежить від теплового потоку, що виділяється з поверхні обмотки, розташування охолоджуваних маслом поверхонь, розмірів масляних каналів і в'язкості масла.

3. Передача тепла від обмотки до стінки бака. Масло, омиваючи обмотки, відводить тепло з їхньої поверхні. Теплопередача здійснюється шляхом конвекції, тобто через рух масла, викликаний різницею густини між нагрітими та холодними його частинками. Характер руху масла біля обмотки залежить від типу обмотки та розташування охолоджувальних каналів.

4. Передача тепла від масла до стінки бака. Цей процес також залежить від різниці температур між маслом і стінкою бака, яка підкоряється тим самим законам, що й різниця температур між обмоткою та маслом.

5. Передача тепла через товщину стінки бака. Різниця температур між внутрішньою та зовнішньою поверхнями стінки бака зазвичай становить менше 1°C , тому нею часто нехтують.

6. Відведення тепла від стінки бака. З зовнішньої поверхні бака тепло відводиться в навколишнє повітря двома способами: конвективним потоком повітря та випромінюванням.

Тепловий розрахунок трансформатора зводиться до визначення середнього перевищення температури обмотки та температури верхніх шарів масла над температурою охолоджуючого середовища. Цей розрахунок можливий, оскільки нагрівання й охолодження обмоток відносно масла, а

також нагрівання й охолодження масла відносно повітря є незалежними процесами. Їх легко перевірити експериментально: середню температуру обмотки вимірюють за зміною її електричного опору, а температуру верхніх шарів масла – за допомогою термометра або термопари.

Тепловіддача шляхом випромінювання та конвекції з одиниці поверхні бака залежить від різниці температур між стінкою бака та навколишнім повітрям, тобто від перевищення температури стінки над температурою повітря. Граничні перевищення температури обмоток і масла над температурою повітря є однаковими для трансформаторів незалежно від їхньої потужності. Отже, перевищення температури стінки бака над температурою повітря має бути однаковим для трансформаторів різної потужності.

Втрати в трансформаторі пропорційні масі активних матеріалів (міді та сталі), а отже, їхньому об'єму або кубу лінійних розмірів. Водночас охолоджувальна поверхня трансформатора зростає пропорційно квадрату лінійних розмірів. Таким чином, зі збільшенням потужності трансформатора охолоджувальна поверхня зростає повільніше, ніж втрати в активних матеріалах, що призводить до зростання питомого теплового навантаження поверхні. Щоб зберегти однакове перевищення температури стінки бака над температурою повітря при зростанні потужності, необхідно збільшувати поверхню бака, наприклад, шляхом приварювання охолоджувальних труб, приєднання радіаторів або застосування інших методів посилення тепловідведення.

Питоме теплове навантаження поверхні охолодження залежить від типу охолодження. Воно є сталим для трансформаторів різної потужності, але з однаковим типом охолодження. Наприклад, для трансформаторів із гладкими баками питоме теплове навантаження буде однаковим, так само як для трансформаторів із трубчастими баками, але значення для цих двох типів баків відрізнятимуться.

3 СИСТЕМИ ОХОЛОДЖЕННЯ ТРАНСФОРМАТОРІВ

На сьогодні у вітчизняних масляних трансформаторах застосовуються системи охолодження, подані у таблиці 3.1.

Таблиця 3.1 – Системи охолодження масляних трансформаторів

Тип системи охолодження трансформатора	Позначення системи	
	по ГОСТ	по МЭК і СЕВ
Природна циркуляція повітря і масла	М	ONAN
Примусова циркуляція повітря і природна циркуляція масла	Д	ONAF
Природна циркуляція повітря і примусова циркуляція масла з ненаправленим потоком масла	МЦ	OFAN
Природна циркуляція повітря і примусова циркуляція масла з направленим потоком масла	НМЦ	ODAN
Примусова циркуляція повітря і масла з ненаправленим потоком масла	ДЦ	OFAF
Примусова циркуляція повітря і масла з направленим потоком масла	НДЦ	ODAF
Примусова циркуляція води і масла з ненаправленим потоком масла	Ц	OFWF
Примусова циркуляція води і масла з направленим потоком масла	НЦ	ODWF

Система охолодження типу М.

У трансформаторах із таким видом охолодження теплова енергія, яка виникає в активній зоні та елементах металевої конструкції, передається за рахунок природного переміщення масла. Саме масло, у свою чергу, віддає накопичене тепло в навколишнє середовище — в повітря, використовуючи як природну конвекцію, так і інфрачервоне випромінювання. Для трансформаторів малої потужності (до кількох десятків кВА) площі поверхні баків зазвичай достатньо, аби забезпечити належне тепловідведення при допустимому

нагріванні масла. Однак у більш потужних трансформаторах виникає потреба в штучному збільшенні теплообмінної площі, для чого застосовують бак із ребрами, трубчастими вставками або навісними/зовнішніми радіаторами.

Система охолодження типу Д.

У трансформаторів, чия потужність перевищує 6,3–10 МВА, складно створити настільки розвинену площу теплообміну на баці, щоб повністю забезпечити необхідний температурний режим. Тому в таких випадках використовують додаткові методи посилення охолодження — наприклад, вентиляторне обдування радіаторів. Це дозволяє підвищити коефіцієнт теплопередачі приблизно в 1,5–2 рази, що суттєво покращує ефективність роботи системи. Якщо температура верхнього шару масла опускається нижче 50 °С, і при цьому навантаження по струму нижче номінального рівня, вентилятори автоматично вимикаються.

Система охолодження типу МЦ.

У вітчизняній промисловості система охолодження цього типу використовується рідко. Основною особливістю тут є примусова циркуляція масла, яку забезпечує насос. Це сприяє більш рівномірному температурному розподілу всередині трансформаторного бака по висоті, а також знижує температуру у верхніх шарах масла.

Система охолодження типу ДЦ.

У трансформаторах, потужність яких сягає приблизно 100 МВА або навіть перевищує це значення, втрати тепла є настільки значними, що для їх ефективного відведення необхідно використовувати спеціальні повітряно-масляні охолоджувачі. Такі пристрої обдуваються вентиляторами і оснащуються насосами, які забезпечують примусову циркуляцію трансформаторного масла. Для покращення теплообміну трубки в охолоджувачах мають інтенсивно ребристу зовнішню поверхню, що збільшує площу теплообміну з повітрям. Примусова циркуляція масла дозволяє забезпечити рівномірніший температурний розподіл у межах висоти трансформаторного бака. Різниця температури між верхньою та нижньою

зонами масла в цьому випадку не перевищує 10°C , тоді як при відсутності примусової циркуляції (тобто при природному русі масла) ця різниця може становити $20\text{--}30^{\circ}\text{C}$. Якщо ж система охолодження виходить з ладу, трансформатор можна залишати увімкненим лише на короткий проміжок часу, оскільки площі тепловіддачі бака недостатньо навіть для розсіювання втрат, що виникають у режимі холостого ходу. До недоліків такої охолоджувальної системи слід віднести той факт, що теплопередача від обмоток до масла залишається практично на тому ж рівні, як і при природній конвекції. Це пов'язано з тим, що примусове переміщення масла відбувається лише в області між зовнішньою обмоткою та внутрішньою поверхнею бака трансформатора.

Охолоджувальна система типу Ц.

Цей варіант системи охолодження вирізняється високою ефективністю та компактністю, і зазвичай використовується в трансформаторах великої потужності, коли є достатній ресурс води — наприклад, на гідроелектростанціях або надпотужних теплових енергоблоках. Завдяки такій системі стає можливим уникнути застосування габаритної системи типу ДЦ, яка при дуже великих навантаженнях трансформатора стає малопридатною через громіздкість. Принцип роботи даної охолоджувальної системи ґрунтується на використанні водо-масляних теплообмінників, де вода рухається всередині труб (які можуть бути як гладенькими, так і з ребрами), а трансформаторне масло циркулює по міжтрубному простору. Конструкція забезпечує зигзагоподібний напрям потоку масла з поперечним омиванням трубок, що значно підвищує ефективність теплообміну. Високий рівень тепловіддачі — до 1000 кВт і більше — досягається саме завдяки високому коефіцієнту теплопередачі між стінками труб і водою, що циркулює в них, а також завдяки компактним габаритам водо-масляних охолоджувачів. У разі припинення роботи цієї охолоджувальної системи трансформатор може залишатися в мережі лише короткий час — подібно до системи ДЦ — оскільки площі тепловіддачі недостатньо навіть для розсіювання втрат у режимі холостого ходу. До недоліків цього типу охолодження належить також те, що

рівень інтенсивності охолодження обмоток такий самий, як і в системі ДЦ, оскільки примусова циркуляція охоплює лише простір між зовнішніми обмотками й баком.

Системи охолодження з направленим потоком масла в обмотках (типи НДЦ і НЦ).

Покращити тепловідведення від обмоток трансформатора та забезпечити стабільніші температурні умови їх роботи можна шляхом організації примусового (спрямованого) руху масла крізь спеціальні охолоджувальні канали всередині обмоток. Такий підхід дозволяє підтримувати потрібну швидкість потоку рідини, що забезпечує заданий температурний режим трансформатора.

Існує два основних типи реалізації цієї системи — з одно- та двоконтурною схемою циркуляції. У першому варіанті масло відбирається з верхньої частини бака, після чого проходить крізь масляно-повітряні або масляно-водяні теплообмінники й подається безпосередньо в обмотки. У другому — додатково до основного масляного охолоджувального контуру, аналогічного схемам ДЦ або Ц, функціонує окремий контур, який відповідає саме за охолодження обмоток. У цьому випадку масло, яке відкачується насосом із верхньої частини бака, без проходження через охолоджувачі подається до нижньої частини бака, а звідти направляється в охолоджувальні канали обмоток.

Двоконтурна система більш складна в реалізації та дорожча, проте вона дозволяє, наприклад, у трансформаторах з максимальною потужністю, значно підвищити допустимі електромагнітні навантаження. Однак, при цьому ускладнюється конструкція обмоток та ізоляції, а також зростають вимоги до збірки та випробування обладнання — потрібні спеціальні гідравлічні тести на герметичність і працездатність каналів масляного контуру в обмотках.

У вітчизняній практиці трансформаторобудування такі охолоджувальні системи застосовуються, як правило, для трансформаторів з потужністю від 400 МВ·А і вище.

3.1.1 Варіанти інтенсифікації відведення теплоти

Розширення охолоджувальної поверхні трансформаторів при зростанні їхньої потужності

Зі зростанням номінальної потужності трансформаторів виникає потреба у розширенні площі охолоджувальної поверхні баку. Лише трансформатори малої потужності — до 25 кВА — із природним масляним охолодженням можуть виготовлятися з гладкими стінками баку без необхідності додаткових елементів для тепловідведення.

Основним методом збільшення площі охолодження є використання трубчастих баків. Залежно від потужності трансформатора, вони можуть бути обладнані одним, двома або трьома рядами труб. Для обладнання, потужність якого перевищує 1600 кВА, найчастіше застосовуються гладкі баки, до яких прикріплюються зовнішні трубчасті радіатори — як одинарні, так і здвоєні.

Однак у випадку з трансформаторами, потужність яких перевищує 10 000 кВА, збільшення кількості радіаторів не забезпечує достатній рівень тепловідведення. Обмежений периметр баку не дозволяє встановити необхідну кількість радіаторних секцій для компенсації загальних теплових втрат, тому виникає необхідність застосування додаткових заходів. Одним із таких рішень є форсоване повітряне обдування — так зване дуття. Ефективність теплообміну при цьому зростає завдяки встановленню невеликих вентиляторів у проміжках між трубками радіатора. Такий підхід теж має обмеження. У трансформаторах дуже великої потужності навіть систем із дуттям стає недостатньо. У таких випадках застосовуються альтернативні рішення для підвищення тепловідведення. Одним із них є одночасне збільшення швидкості руху як масла, так і повітря. Для реалізації цієї ідеї використовуються спеціалізовані

трубчасті охолоджувачі: масло, приводиться в рух насосом з високою швидкістю всередині трубок, а навколо труб вентилятори продувають повітря.

Ще один ефективний метод відведення тепла — масляно-водяні охолоджувачі. Вони також мають трубчасту конструкцію, але через трубки циркулює вода, тоді як у міжтрубному просторі насос нагнітає масло в протилежному напрямку. Це дозволяє досягти високої ефективності теплообміну завдяки інтенсивному зустрічному потоку двох охолоджуючих середовищ.

3.1.2 Геометрична та ефективна тепловіддаючі поверхні.

Вплив охолоджувальної поверхні на теплові характеристики трансформатора

Ефективність охолодження трансформатора безпосередньо пов'язана з розмірами його теплообмінної поверхні. Під час виконання теплових розрахунків прийнято використовувати два основних поняття: геометрична поверхня та ефективна теплова віддача.

Для того щоб розрахувати середнє температурне перевищення масла відносно навколишнього повітря (при наявній системі охолодження, наприклад: гладкі, трубчасті або радіаторні баки), необхідно враховувати ефективну площу теплообміну, що включає поверхні баку, радіаторів та інших елементів, які беруть участь у тепловідведенні.

У процесі теплотехнічних розрахунків трансформаторів ефективна теплова поверхня (в м^2) визначається за спеціальною формулою, яка враховує не лише геометричні розміри конструкцій, а й коефіцієнти тепловіддачі, умови природного або примусового охолодження, характер потоку масла або повітря навколо елементів охолодження.

$$S_{ef} = \kappa_n S. \quad (3.1)$$

де S – дійсна геометрична поверхня, m^2 ;

k_n – коефіцієнт поверхні.

Базуючись на виразі (3.1), можна визначити ефективність тепловідвідних поверхонь залежно від типу системи охолодження трансформаторів:

1) Для гладких баків:

$$S_{ef} = \kappa_{n.\bar{o}} S_{\bar{o}} + \kappa_{n.k} S_k. \quad (3.2)$$

де $S_{\bar{o}}$ – геометрична поверхня бака;

$k = 1,0$ – коефіцієнт поверхні гладкої стінки;

$k_{n.k} = 0,75$ – коефіцієнт поверхні кришки, що враховує закриття частини поверхні введеннями та іншою арматурою;

S_k – геометрична поверхня кришки.

У трансформаторів, які не обладнані розширювачами, верхня частина кришки не враховується при розрахунках, оскільки в баках таких трансформаторів під кришкою завжди присутній вільний об'єм, не заповнений масляною рідиною. У зв'язку з цим підігріте масло не контактує з кришкою, тому вона практично не бере участі у передачі тепла до навколишнього повітря, яке утворюється в процесі роботи трансформатора.

2) У конструкціях із трубчастими баками загальна ефективна теплова віддача формується з тепловіддаючих площин бака, трубок і верхньої кришки.

Повна ефективна поверхня бака й трубок визначається як сума їхніх геометричних площ, помножених на спеціальний коефіцієнт, що враховує кількість рядів труб та співвідношення між тепловіддачею шляхом конвекції та випромінювання.

$$S_{ef} = \kappa_{n.\bar{o}.m} (S_{\bar{o}} + S_k) + \kappa_{n.k} S_k. \quad (3.3)$$

де $k_{n.\bar{o}.m}$ – коефіцієнт поверхні стінки трубчастого бака;

S_T – геометрична поверхня труб.

Для охолоджувальних труб, що мають зовнішній діаметр $d=51$ мм та відстань між їхніми осями $l=70$ мм експериментальні дані показують, що значення коефіцієнта $k_{п.б.т}$ від кількості рядів труб n .

п	1	2	3
$k_{п.б.т}$	0,883	0,754	0,698

3) У випадку радіаторних баків загальна ефективна поверхня тепловіддачі формується з робочих площин гладенького бака, верхньої кришки та самих радіаторів.

$$S_{ef} = k_{п.б} S_{б} + k_{п.к} S_{к} + S_{ef.рад}. \quad (3.4)$$

де $S_{ef.рад}$ – ефективна тепловіддаюча поверхня радіаторів.

Для радіаторів з зовнішнім діаметром труб $d = 51$ мм та відстанню між осями труб $l = 70$ мм ефективна поверхня трубчастих радіаторів становить:

– при природному охолодженні

$$S_{ef.рад} = 0,745 S_{рад}. \quad (3.5)$$

де 0,754 – коефіцієнт поверхні, отриманий для двох рядів труб;

– при дутті

$$S_{ef.рад} = 0,745 S_{рад} \cdot 1,05. \quad (3.6)$$

3.2 Природне масляне охолодження

Природне масляне охолодження (умовне позначення — М) передбачає циркуляцію масла та повітря без застосування зовнішніх насосів або вентиляторів.

Схематичне зображення даного методу наведено на рисунку 3.1, а. На рисунку 3.1, б подано діаграми, які демонструють теплові процеси, що відбуваються в трансформаторі, у координатах θ – H (температура — висота).

У точці А масло надходить до обмотки, де внаслідок підвищення температури його густина зменшується, що спричиняє підйом рідини вгору. В точці В масло виходить із зони обмотки. При його переміщенні з точки В до точки С, тобто до входу в радіатор, температура може змінюватися — як підвищуватися, так і знижуватися — залежно від ряду факторів, однак зазвичай зміна є незначною.

У проміжку С–D, коли масло проходить через радіатор, воно охолоджується та рухається донизу. Зліва на рисунку 3.1, б крива θ_1 відображає зміну температури повітря, яке здійснює охолодження радіатора.

Охолоджене масло прямує від точки D назад до А, і весь процес повторюється циклічно.

Сила підйому, яка забезпечує природну циркуляцію масла, є пропорційною площі, обмеженій контуром ABCDA.

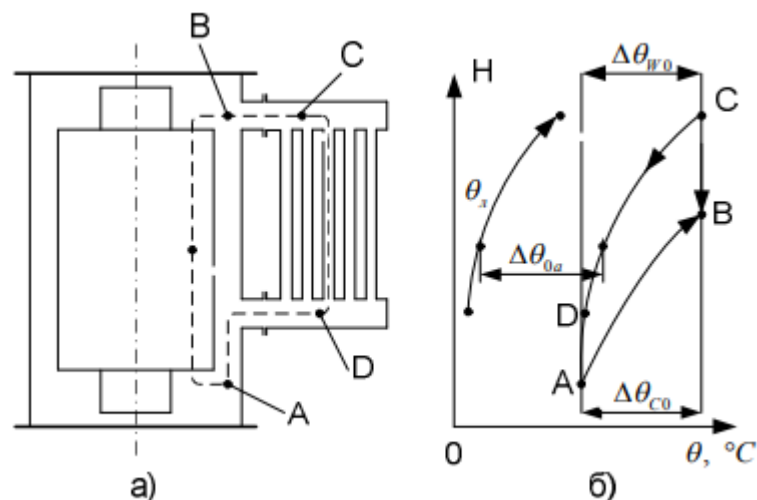


Рисунок 3.1 – Схема принципова природного масляного охолодження трансформатора

де $\Delta\theta_{c0}$ — осьовий перепад температури масла в радіаторі;

$\Delta\theta_{w0}$ — осьовий перепад температури масла в обмотці.

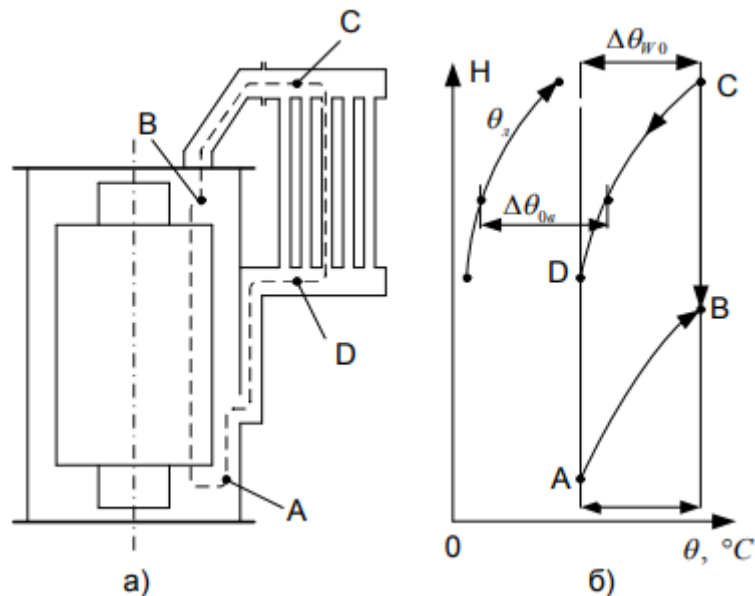


Рисунок 3.2 – Схема принципова природного масляного охолодження трансформатора у вгору піднятих радіаторах

Поверхня баків масляних трансформаторів виконує функцію відведення тепла в навколишнє середовище. Такі баки зазвичай мають прямокутну або овальну форму й складаються з трьох основних елементів: стінки, дна та кришки.

Стіна виготовляється зі сталевих листів, які з'єднуються між собою за допомогою електродугового зварювання, після чого зварюються з дном. У верхній частині стінки приварюється спеціальна рама, виконана зі сталевій смуги, з отворами, розміщеними на однаковій відстані один від одного. До цієї рами болтами кріпиться кришка.

Після встановлення трансформатора в бак, він заповнюється трансформаторною оливою.

Оскільки стінки бака відповідають за відведення тепла, яке виникає в процесі роботи трансформатора, їхні розміри визначаються не лише з урахуванням вимог електроізоляції, а й потребами тепловіддачі.

Мінімальні габарити бака по ширині та довжині залежать від необхідних ізоляційних відстаней між струмопровідними елементами та його стінками.

Висота бака залежить як від конструкції вивідних елементів, так і від типу системи охолодження. Іноді висоту роблять більшою, ніж вимагається для забезпечення ізоляції, з метою збільшення довжини охолоджувальних труб, а отже — і площі тепловіддачі.

Таким чином, проектування конструкції бака виконується після завершення теплового розрахунку трансформатора, який дозволяє визначити необхідну площу охолодження для ефективного відведення тепла, що утворюється в процесі його роботи.

3.3 Масляне охолодження з дуттям і природною циркуляцією масла

Радіаторний бак при охолодженні типу М здатний забезпечити належне відведення тепла для трансформаторів потужністю до 10 000 кВА. Однак для трансформаторів четвертого габариту з такою ж потужністю або більшою, периметр гладкого бака часто виявляється недостатнім для розміщення потрібної кількості радіаторів, які б забезпечували необхідну площу охолодження.

У таких випадках доводиться застосовувати примусове повітряне охолодження, при якому зберігається природна циркуляція масла, але повітря нагнітається за допомогою вентиляторів (цей тип позначається умовно як Д). Такий метод дозволяє майже вдвічі підвищити тепловий потік через радіатори в порівнянні з варіантом природного охолодження.

Суть системи полягає у використанні радіаторів, які активно обдуваються вентиляторами. Принципова схема та діаграма системи типу Д подані на рисунку 3.3. Вентилятори створюють інтенсивний примусовий потік повітря, швидкість якого значно перевищує ту, що досягається при природному русі повітряних мас. Збільшення швидкості повітряного потоку відповідно підвищує

коефіцієнт тепловіддачі від радіаторів, що дозволяє забезпечити той самий рівень охолодження навіть при меншій логарифмічній різниці температур.

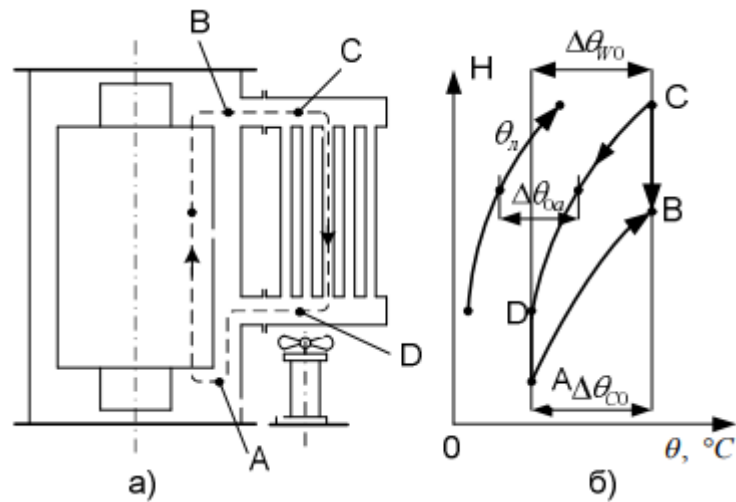


Рисунок 3.3 – Схема принципова природного масляного охолодження трансформатора при примусовій циркуляції повітря

Охолоджувальна система типу Д не виключає можливості функціонування радіаторів у режимі природної вентиляції, тобто без увімкнених вентиляторів. Такий режим допустимий лише при зниженому навантаженні трансформатора.

Зокрема, трансформатор здатен працювати протягом тривалого часу з вимкненою системою примусового повітряного охолодження, якщо навантаження становить лише 50–67% від номінального значення.

Для реалізації системи Д використовують ті самі типи радіаторів, що й у системі охолодження з природною вентиляцією (тип М).

3.3.1 Автоматичне управління

Трансформатори з охолодженням типу Д обладнуються пристроєм для автоматичного керування роботою вентиляторів, який забезпечує автоматичне вмикання та вимикання електродвигунів дуття. Для цього використовується спеціальна шафа управління, відома як ШД-2.

Існують два основні принципи активації системи дуття:

- Коли навантаження трансформатора досягає номінального рівня;
- Коли температура верхніх шарів трансформаторного масла піднімається до 55 °С.

При зниженні температури масла до 50 °С, за умови, що навантаження є меншим за номінальне, вентилятори автоматично вимикаються.

Для фіксації температурних змін використовується термометричний сигналізатор типу ТС-100, який монтується безпосередньо на бак трансформатора.

У випадку другого способу (температурного), увімкнення вентиляторів здійснюється завдяки замиканню контактів сигналізатора, при досягненні температури 55 °С — на цю позначку вказує червона стрілка приладу. Відключення електродвигунів виконується після того, як температура опускається до 50 °С, і ця межа встановлена жовтою стрілкою на шкалі.

Коли основна стрілка температури збігається з жовтою, тобто при фіксації температури масла на рівні 50 °С і неномінальному навантаженні, замикається контакт ТСЖ (див. рисунок 3.4). Однак дуття ще не активується, оскільки контакти червоної стрілки ТСК залишаються розімкненими, і через обмотку реле часу РВ струм не проходить. У результаті контакти РВ 15–16 залишаються розімкненими, і обмотка магнітного пускача ПМ не отримує живлення, а отже, вентилятори залишаються вимкненими.

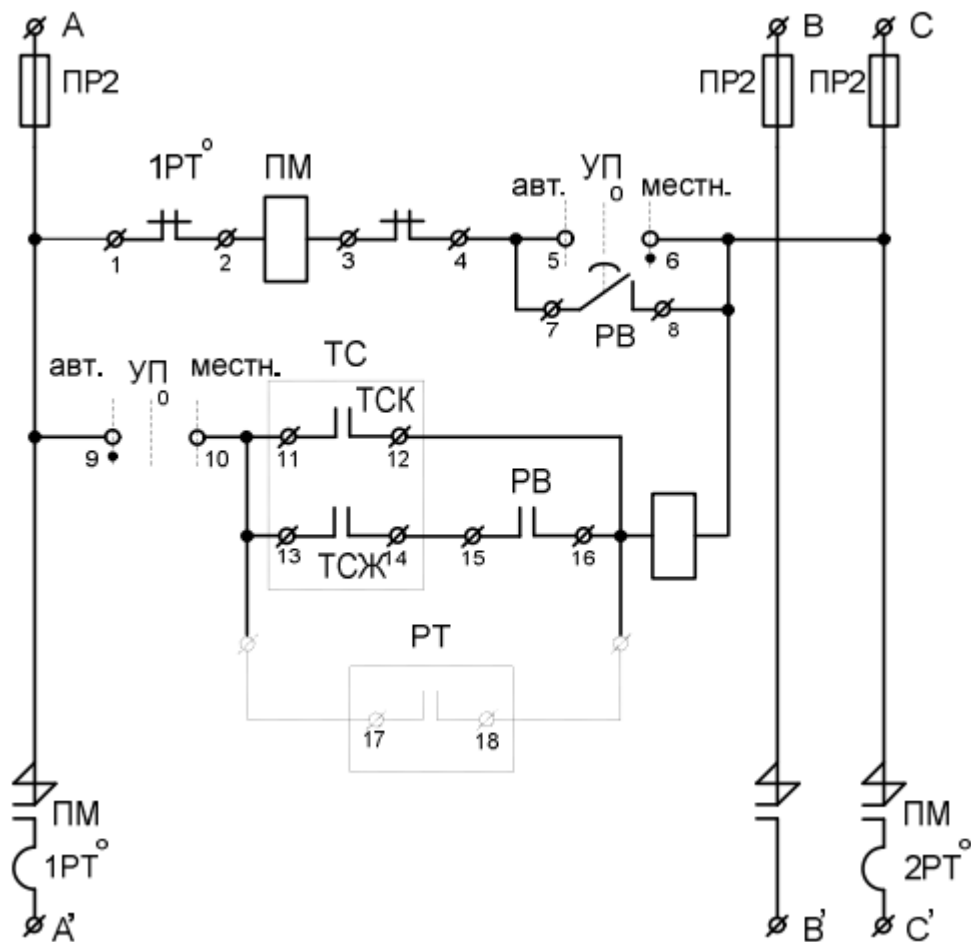


Рисунок 3.4 – Схема автоматичного управління дуттям

А, В, С — це сторони живлення, відповідно А', В', С' — лінії до електродвигунів; ТС — температурний сигнальний пристрій; ТСК — контакт червоної стрілки; ТСЖ — контакт жовтої стрілки; УП — універсальний пускач; ПМ — пускач магнітного типу; $1РТ^{\circ}$, $2РТ^{\circ}$ — теплові реле; РВ — реле із затримкою часу; РТ — струмове реле.

Коли основна стрілка приладу співпадає з кінцем червоної, тобто при досягненні температури 55°C , замикається контакт сигнального елемента ТСК. Обмотка реле часу РВ починає отримувати живлення, після чого замикаються його контакти 15–16 та 7–8. Одночасно струм подається на обмотку пускача ПМ, що призводить до замикання його контактів і вмикання дуття.

Коли температура знижується до рівня, меншого за 55°C , але ще перевищує 50°C , контакт термосигналізатора ТСК розмикається. Водночас дуття не вимикається, оскільки через замкнений контакт термосигналізатора

ТСЖ реле часу РВ продовжує отримувати живлення. Це реле зберігає замкнений стан своїх контактів 7–8, тому обмотка магнітного пускача ПМ усе ще під напругою, й відповідно його контакти залишаються зімкнутими.

У випадку, коли температура масла опускається нижче порогу 50°C , контакт ТСЖ розмикається, живлення на обмотку реле РВ припиняється, і його контакти 15–16 та 7–8 розмикаються. Через це живильний ланцюг пускача ПМ розривається, контакти ПМ розмикаються, і дуття автоматично вимикається.

Схема керування дуттям за струмом (перший варіант реалізації) функціонує наступним чином. Якщо навантаження трансформатора є меншим за номінальне, контакти 17–18 струмового реле залишаються розімкнутими, тому система дуття не активується — за умови, що її не було увімкнено раніше через перевищення температури верхнього шару трансформаторного масла.

Коли навантаження досягає номінального рівня, спрацьовує струмове реле, у результаті чого контакти 17–18 замикаються, й обмотка реле часу РВ починає живитися. Якщо після закінчення часової затримки струм не зменшується, замикаються контакти 15–16 і 7–8 цього реле. Тоді напруга подається на обмотку магнітного пускача ПМ, його контакти переходять у замкнутий стан, і дуття автоматично вмикається.

Коли навантаження на трансформатор зменшується до рівня, нижчого за номінальне, відбувається розмикання контактів струмового реле, що призводить до автоматичного вимкнення дуття.

Обмотка струмового реле живиться від навантажувального струму трансформатора, який подається через струмовий трансформатор. Уставка даного реле встановлена на рівні, що відповідає номінальному навантаженню трансформатора.

Електроживлення шафи автоматизованого керування дуттям подається від мережі змінного струму напругою 220 В. Шафа ШД-2, що відповідає за автоматичне керування дуттям, монтується окремо від трансформаторної установки.

3.4 Масляне охолодження з дуттям примусовою циркуляцією масла

Для трансформаторів із потужністю від 10 000 кВА і вище зазвичай застосовують систему охолодження з примусовою циркуляцією як масла, так і повітря (умовне позначення — ДЦ).

У подібному варіанті охолодження замість традиційних радіаторів використовуються більш компактні та ефективні теплообмінні апарати (охолоджувачі). Для забезпечення руху масла через охолоджувачі в систему включаються масляні насоси.

Структурна схема та принципова діаграма цієї системи з ненаправленим потоком масла (тип ДЦ) подані на рисунку 3.5.

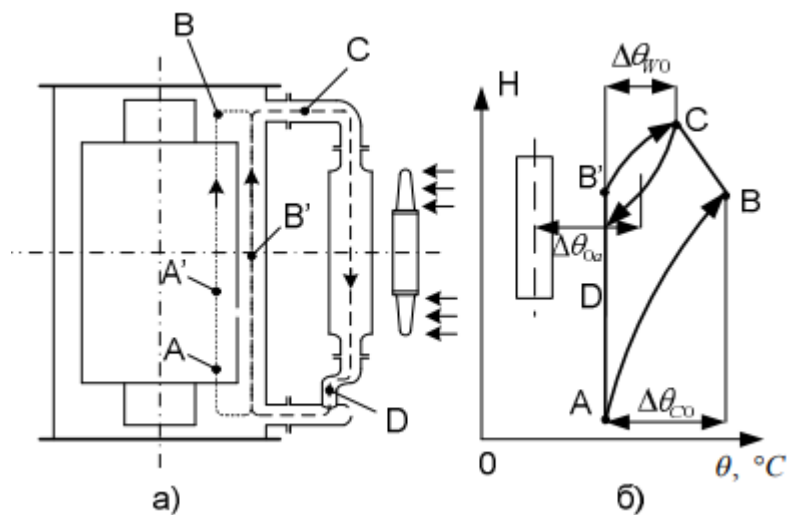


Рисунок 3.5 – Схема принципова охолодження трансформатора при примусовій циркуляції масла та повітря

Масло, яке нагрівається під час руху крізь обмотку трансформатора по траєкторії A', змішується з потоком масла, що рухається по шляху B' вздовж внутрішньої стінки бака, оминаючи обмотку. Через це перемішування стає практично неможливим точно визначити температуру масла, яке виходить безпосередньо з обмотки. Фактична температура масла в обмотці виявляється вищою, ніж значення, що його фіксують термодатчики, розміщені у верхній зоні бака.

Система з напрямленим потоком масла в обмотці (НДЦ)

У такій системі, структурну схему якої зображено на рисунку 4.2, шлях В' виключений, і все масло, що циркулює в охолоджувальному контурі, проходить безпосередньо через активну частину трансформатора. У результаті цього до охолоджувача потрапляє масло, температура якого практично відповідає максимальній температурі масла в зоні обмотки. Це дозволяє збільшити логарифмічну різницю температур, а отже, використовувати охолоджувачі меншого об'єму в порівнянні з тими, що застосовуються у схемі з рисунка 3.5.

При цьому підвищується швидкість руху масла вздовж поверхонь теплообміну в активній частині, що веде до збільшення коефіцієнта тепловіддачі й зменшення температурного перепаду між поверхнями обмотки та самим маслом. Такий підхід дає змогу підвищити поверхневу щільність теплового потоку без перевищення допустимого значення середньої температури обмотки.

Ефективність напрямленої циркуляції виявляється не лише в покращеній тепловіддачі від обмотки, а й у зменшенні температурного перепаду по осі обмотки. Це дає змогу при однаковому середньому перевищенні температури досягти меншого значення максимальної температури в найгарячішій точці/

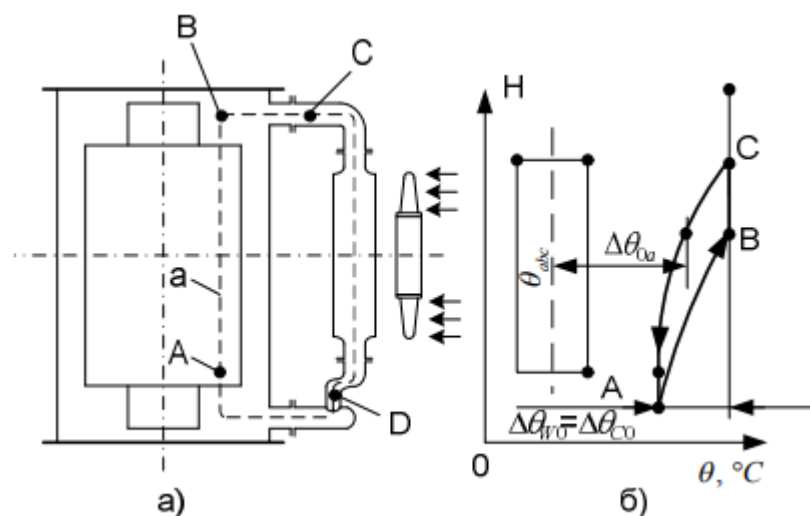


Рисунок 3.6 –Схема принципова охолодження трансформатора при
направленій циркуляції масла

Повітряні теплообмінники активно використовуються в багатьох галузях промислового виробництва завдяки своїй економічності та простоті в обслуговуванні.

Особливо вони стають незамінними в регіонах, де бракує води, придатної для експлуатації у системах охолодження, тобто в таких випадках, коли застосування масляно-водяного охолодження (позначення Ц) є неможливим або неефективним.

Проте охолодження за схемою ДЦ доцільно використовувати переважно для трансформаторів, які встановлюються просто неба. Натомість охолодження типу Ц може бути реалізоване як у зовнішніх, так і у внутрішніх трансформаторних установках. Масляно-повітряні охолоджувачі мають компактну конструкцію та демонструють високу ефективність у роботі.

У порівнянні з іншими системами охолодження — наприклад, типу М або Д — застосування ДЦ дозволяє помітно зменшити габаритні розміри, загальну масу й собівартість трансформатора.

Однак цей тип охолодження характеризується дещо більшими енергетичними витратами на 1 кВт тепловтрат, що відводяться, у порівнянні з охолодженням типу Д.

До того ж, для забезпечення стабільної та безперебійної експлуатації трансформаторів, оснащених охолоджувальною системою ДЦ, необхідна гарантована робота вентиляторів дуття, масляних циркуляційних насосів і відповідної захисно-керуючої апаратури.

3.4.1 Схема охолодження

Під час роботи трансформатора нагріте масло за допомогою насоса відкачується з верхньої частини трансформаторного бака, проходить трубчастий охолоджувач, де охолоджується, і після цього повертається до нижньої частини бака.

У процесі охолодження вентилятори, встановлені на теплообмінниках, подають потік холодного повітря на трубчасту систему охолоджувача. Повітря омиває зовнішні поверхні ребристих труб, забезпечуючи теплообмін.

Щоб запобігти проникненню повітря крізь можливі нещільності в разі утворення вакууму в охолоджувачі, насос, який забезпечує примусову циркуляцію масла, зазвичай встановлюють до входу в теплообмінник.

У схемі охолодження з «ненаправленим» потоком тепло відводиться з обмоток і магнітопроводу завдяки термосифонному ефекту — тобто природному русі масла всередині трансформатора.

Для посилення тепловіддачі в охолоджувачі за рахунок збільшення різниці температур між маслом і повітрям, а також для підвищення теплового навантаження на обмотки шляхом вирівнювання температури всередині них, необхідно забезпечити примусову циркуляцію масла не лише між зовнішніми обмотками й стінкою бака, але також і через самі обмотки та магнітопровід.

Рівень ефективності охолодження істотно зростає у випадках, коли в баку встановлюють перегородки, що спрямовують потік масла через відповідні канали в обмотках і магнітопроводі. Це дозволяє значно покращити тепловідвід і забезпечити більш рівномірне охолодження активних елементів трансформатора.

Система охолодження типу ДЦ має особливо важливе значення для пересувних трансформаторів, які транспортуються у повністю зібраному стані, вже заповнені маслом і оснащені вводами, розширювачем та системою охолодження. При цьому габарити таких трансформаторів не перевищують встановлені норми для залізничного транспорту.

Кількість встановлених робочих охолоджувачів визначається загальним рівнем втрат потужності трансформатора та тепловим потоком, який може відводити один охолоджувач. Цей тепловий потік залежить від різниці температур між верхніми шарами масла і навколишнім повітрям.

На трансформаторі, окрім основних (робочих) охолоджувачів, завжди передбачається щонайменше один резервний. Він автоматично вмикається у

разі виходу з ладу будь-якого з робочих охолоджувачів. Якщо охолоджувачів встановлено багато, то у випадку зупинки одного або двох з них трансформатор може продовжувати роботу, хоча й з обмеженим навантаженням.

У разі аварійного вимкнення насосів масляної циркуляції або вентиляторів дуття допускається лише короткочасне функціонування трансформатора.

Залежно від умов експлуатації та потужності трансформатора, охолоджувальні елементи системи охолодження ДЦ можуть мати навісне (тобто встановлене безпосередньо на баку трансформатора) або виносне виконання (коли охолоджувачі розташовані окремо від бака на спеціальних опорах). Дослідження показали, що у випадках монтажу охолоджувачів навколо бака на малій відстані (близько одного метра) при зустрічному русі повітряного потоку, ефективність тепловідведення знижується орієнтовно на 10% через втягування вентиляторамі теплого повітря, що виходить із сусідніх охолоджувачів.

Щоб уникнути так званого «теплого дисбалансу» при нагріванні активної зони трансформатора, необхідно вмикати та вимикати охолоджувачі симетрично, забезпечуючи однакове підключення з обох боків по периметру бака.

Конструктивні особливості вузлів і обладнання охолоджувального комплексу включають: сам охолоджувач з вентиляторамі, електронасос, систему мастилопроводів, струминне реле, сильфонний компенсатор, масляний фільтр (який може бути як сітчастим, так і пластинчастим), а також засувки, що зазвичай монтуються до й після охолоджувача (як правило – на баку), і фільтр з адсорбційним елементом.

Охолоджувачі

Існує кілька найбільш розповсюджених типів охолоджувачів, які відрізняються переважно типом теплообмінної поверхні. При їх виготовленні найчастіше використовують труби з круглим поперечним перерізом, обладнані поперечними ребрами.

Масло в системі охолодження рухається по трубчастому контуру. Зазвичай внутрішній діаметр труб не перевищує 20 мм, а товщина їхніх стінок становить від 1,5 до 2 мм. Використання труб малого діаметра стало можливим завдяки примусовому переміщенню масла всередині них. Посилене обдування охолоджувача повітрям дає змогу застосовувати мінімальний крок ребрування – від 2,5 до 5 мм. Сумарна зовнішня площа труб і утворює загальну поверхню теплообміну.

Ключовим завданням у процесі проєктування систем охолодження було створення надійної та економічно вигідної конструкції, що забезпечує підвищене теплове навантаження на одиницю відведеного тепла, а також покращені масогабаритні та енергетичні параметри. Водночас важливо було спростити умови монтажу та подальшого технічного обслуговування. Не менш суттєвим є й те, щоб охолоджувальні пристрої залишалися простими за конструкцією, легко виготовлялися з технологічної точки зору, мали невисоку вартість та забезпечували економне використання ресурсів під час експлуатації. Рівень економічності визначається, зокрема, стабільною роботою обладнання, тривалим строком служби, низьким ступенем забруднення теплообмінної поверхні, а також мінімальними витратами часу і ресурсів на техогляд та очищення.

Використання ребристих труб з алюмінію значно покращує експлуатаційні, теплотехнічні та аеродинамічні характеристики охолоджувачів. Це дозволяє підвищити інтенсивність охолодження завдяки зменшенню аеродинамічного опору трубного пучка — що стало можливим завдяки відсутності гофрованої поверхні ребер, а також зниженню теплового опору, зумовленого монолітністю ребра і труби. Важливим чинником є і високий коефіцієнт теплопровідності алюмінієвого матеріалу. Така конструкція дає можливість ефективно використовувати високі ребра, що сприяє підвищенню коефіцієнта тепловіддачі на стороні повітря. Окрім того, застосування алюмінієвих ребристих труб сприяє зменшенню загальної маси й габаритів

охолоджувача, а також дозволяє знизити витрати електроенергії на охолодження з 88 до 40,5 Вт/кВт.

Насоси

Для забезпечення примусового руху масла в системах охолодження ДЦ, що використовуються в потужних трансформаторах, застосовуються спеціальні електронасоси.

Шафи автоматичного управління.

Шафи типу ШАОТ-ДЦ або ШАОТ-ДЦН призначені для автоматизованого керування роботою вентиляторів і насосів. Розшифрування позначень наступне:

ШАОТ — шафа автоматичного управління системою охолодження трансформатора;

ДЦ — масляне охолодження з дугтям та примусовою, але ненаправленою циркуляцією масла;

ДЦН — варіант з направленою циркуляцією масла.

Цифрові позначки типу 4, 6, 8 (наприклад, ШАОТ-ДЦ-4) вказують на кількість охолоджувальних елементів, якими керує дана шафа або їхній комплекс.

Система автоматичного регулювання охолодження трансформатора може базуватися як на одній шафі, так і на декількох, в залежності від загальної потужності трансформатора та величини втрат, тобто від кількості охолоджувальних агрегатів, що входять до складу системи.

Дані шафи сконструйовані для роботи в умовах відкритого середовища при температурах у діапазоні від мінус 45°C до плюс 40°C.

3.5 Масляно-водяне охолодження з примусовою циркуляцією масла та води

Для потужних силових трансформаторів, що встановлюються на гідро- та теплоелектростанціях у регіонах із достатньою кількістю води, придатної для технічного використання (озера, річки), а також для трансформаторів внутрішньої установки (наприклад, у схемах живлення електропечей), доцільно впроваджувати масляно-водяну систему охолодження (умовне позначення — Ц).

Цей тип охолодження відзначається високою тепловіддачею, надійністю, компактністю та малою масою. Такі переваги пояснюються тим, що ефективність теплообміну між маслом і водою значно вища, ніж у системах, де охолодження відбувається за допомогою повітря (типи М, Д або ДЦ). Відповідно, коефіцієнт теплопередачі зростає, що забезпечує кращий тепловий потік від охолоджувача.

Кількість насосів для циркуляції масла в системі типу Ц приблизно в п'ять разів менша, ніж у системі ДЦ, де додатково застосовуються вентилятори. Це позитивно впливає на загальну надійність системи. Витрати на експлуатацію такого охолодження є мінімальними після природного охолодження, тому масляно-водяне охолодження визнається одним із найекономічніших і водночас ефективних.

Такий тип охолодження активно застосовується в трансформаторах потужністю від 30 МВА і вище, що працюють на гідроелектростанціях, теплоелектростанціях та енергооб'єктах з високими навантаженнями.

Для трансформаторів, що розміщуються на відкритому повітрі, охолоджувачі зазвичай монтуються в опалюваних приміщеннях з плюсовою температурою повітря. Під час роботи трансформатора масло охолоджується через відповідні пристрої, при цьому температура води на вході в охолоджувач не повинна перевищувати 25 °С. В умовах особливих об'єктів (наприклад, ДРЕС) допускається температура до 33 °С.

Комплектація охолоджувальної системи визначається тепловими втратами трансформатора й тепловим навантаженням охолоджувача. Установки можуть включати один, два або більше робочих охолоджувачів, а також резервний. Масло циркулює через трубопроводи та охолоджувачі за допомогою герметичних насосів типу Т (ЕЦТ) або ТЕ (ЕЦТЕ).

Насоси типу ТЕ (або ЕЦТЕ) застосовуються у схемах з примусовим направленим рухом масла через обмотки трансформатора. В цьому випадку масло, що накопичується у верхній частині бака трансформатора, подається насосом до охолоджувача, де знижується його температура, після чого воно надходить у нижню частину бака. Для забезпечення ефективного охолодження та втягування більшої маси масла в циркуляцію, вхідні та вихідні патрубки маслопроводу розміщуються діагонально вздовж подовжньої осі трансформатора. Такий підхід дозволяє забезпечити більш рівномірний температурний розподіл у баку.

Рух води через охолоджувачі може здійснюватися як за допомогою відцентрових насосів, так і природним шляхом — у самопливних системах. Наприклад, на гідроелектростанціях, де охолоджувачі розташовані вище за рівень нижнього б'єфа, часто застосовують саме самопливну подачу води — вона надходить під тиском із верхнього б'єфа без додаткових насосів.

Щоб тиск масла залишався вищим за тиск води (для запобігання її проникненню в масло), трансформатори встановлюють на відмітці, яка гарантує, що розширювач буде розміщений вище рівня верхнього б'єфа. У такому разі висота встановлення охолоджувачів уже не є критичною. Якщо ж трансформатор розміщується нижче рівня води, необхідно обмежити тиск води на вході до охолоджувача. Це досягається встановленням дросельних клапанів, які регулюють потік і знижують тиск.

Резервний охолоджувач забезпечує можливість періодичного очищення основних охолоджувачів від забруднень, а також дозволяє проводити ремонт без зупинки системи. Крім того, у разі аварійної ситуації, наприклад, при виведенні з роботи одного з трансформаторів, охолодження можна підсилити

на трансформаторах, що залишилися у роботі. Це реалізується шляхом підключення резервних охолоджувачів та збільшення витрати води до максимально допустимих норм згідно з експлуатаційними умовами. Такий підхід дозволяє тимчасово підвищити навантаження на трансформатори понад номінальне, при цьому не перевищуючи допустиму температуру обмоток і масла.

3.6 Вентилятори масляно-повітряних систем охолодження

У трансформаторах із природною або примусовою циркуляцією масла через охолоджувальні елементи (такі як радіатори чи охолоджувачі), коефіцієнт тепловіддачі з боку повітря зазвичай у 1,5–2,5 рази нижчий, ніж із боку масла. Щоб підвищити ефективність теплообміну, часто використовують вентилятори для обдування теплообмінної поверхні, що дозволяє значно збільшити як коефіцієнт теплопередачі, так і загальний тепловий потік охолоджувального пристрою.

Зокрема, в системах типу Д використання вентиляторів для обдування трубчастих радіаторів забезпечує збільшення теплового потоку в 1,5–2 рази. У разі аварійного вимкнення вентиляторів трансформатор може продовжити роботу, але з обов'язковим зниженням навантаження на 33–50% від номінального.

Для систем ДЦ, в яких поєднується примусова циркуляція масла і вентиляторне обдування, відмова вентиляторів і насосів допускає лише короткочасну експлуатацію трансформатора. У таких ситуаціях обмеження визначаються температурою масла у верхніх шарах бака: вона не повинна перевищувати 80 °С для трансформаторів потужністю до 250 МВА та 75 °С – для потужніших моделей. Максимальна тривалість такої роботи – до 1 години після припинення примусового охолодження.

Вентилятори повинні бути сконструйовані таким чином, щоб забезпечувати максимальну тепловіддачу без значних витрат енергії та підвищення рівня шуму. Крім того, зупинені вентилятори не повинні створювати перешкод для природного руху повітря.

Надійна робота охолоджувальної системи, зокрема її вентиляторної частини, є однією з основних умов безаварійної експлуатації силових трансформаторів.

3.7 Порівняння різних систем охолодження трансформаторів

Вибір оптимальної системи охолодження трансформатора залежить від низки чинників, серед яких основним є номінальна потужність обладнання, що безпосередньо визначає рівень теплових втрат. Як уже згадувалося раніше, різні варіанти охолодження мають свої діапазони застосування залежно від потужності трансформатора.

Системи з примусовою циркуляцією масла можуть реалізовуватись у різних конфігураціях. У деяких випадках охолоджувачі запускаються поетапно — у міру зростання температури масла або при збільшенні навантаження трансформатора. Водночас інші виробники дотримуються альтернативного підходу, вважаючи його більш економічно доцільним: усі охолоджувальні елементи активуються одночасно одразу після ввімкнення трансформатора. Вони обґрунтовують це тим, що додаткове споживання електроенергії на роботу двигунів охолоджувачів при неповному навантаженні компенсується зниженням втрат у самому трансформаторі.

Особливо актуально використання примусової циркуляції масла на підстанціях, які не мають резервного трансформатора. У разі виходу з ладу одного з агрегатів його охолоджувальні пристрої можуть бути переорієнтовані — за допомогою системи трубопроводів — на трансформатор, що продовжує працювати. Це дозволяє йому витримувати навантаження, яке може сягати 150–175% від його номінального значення. У такій конфігурації деякі країни

вважають відмову від резервного трансформатора економічно обґрунтованою практикою.

У галузі трансформаторобудування значну увагу приділяють зменшенню габаритів і маси обладнання. Це особливо важливо при виборі системи охолодження для потужних трансформаторів. Якщо постає питання між застосуванням радіаторів із примусовим обдувом або масляної системи з обдувом і примусовою циркуляцією масла, то перевагу, безперечно, варто надати останній.

Так, наприклад, для трансформатора потужністю 125 МВА необхідна така кількість радіаторів, що їх неможливо розмістити безпосередньо на баку. У подібних випадках радіатори з'єднують у так звані "радіаторні батареї" та монтують окремо від трансформатора. Застосування ж масляної системи з примусовою циркуляцією та вентиляторним обдувом дозволяє істотно скоротити займану площу й знизити загальну масу трансформатора до 13% завдяки зменшенню об'єму масла та кількості сталі, необхідної для виготовлення радіаторів.

Втім, для трансформаторів середньої потужності в межах 10–25 МВА така система охолодження є економічно недоцільною. У цьому випадку споживання електроенергії насосами та вентиляторами буде співставним із тепловими втратами самого трансформатора, що робить витрати на енергію й обладнання невиправданими. Натомість використання такої системи є доцільним для трансформаторів потужністю від 40–63 МВА і вище, а також для спеціальних моделей — наприклад, пересувних трансформаторів, розміщених на залізничних платформах, де компактність і відповідність габаритам мають вирішальне значення.

Зарубіжні виробники активно використовують охолоджувальні системи різних конструкцій, здатні відводити теплові втрати в діапазоні від 40 до 250 кВт. Сучасні охолоджувачі можуть мати пластинчасте або навивне оребрення труб, а самі труби виготовляють зі сталі, міді чи алюмінію. У таких установках встановлюється від трьох до дванадцяти вентиляторів, а для прокачування масла застосовуються безсальникові насоси.

Масляне охолодження із застосуванням дуття зазвичай використовується виключно для трансформаторів, що встановлюються на відкритому повітрі.

У межах нашої держави система охолодження типу "масло-вода" використовується переважно для трансформаторного обладнання, розміщеного всередині приміщень. Таке охолодження актуальне там, де у зв'язку з умовами експлуатації утруднене природне переміщення значних обсягів повітря — скажімо, в електропідстанціях, на закритих підстанціях або в місцях, де є наявний доступ до достатньої кількості охолоджувальної води. Цей тип охолодження зазвичай економічно вигідніший, ніж масляне з примусовим повітряним обдувом і циркуляцією масла.

За межами України масло-водяна система іноді застосовується і для зовнішніх трансформаторних установок — особливо в країнах, де середньорічна температура повітря не опускається нижче нуля градусів за Цельсієм. Під час визначення доцільної системи охолодження важливо враховувати не лише згадані вище чинники, а й додаткові параметри, як-от: ефективність роботи (тобто кількість теплової енергії, що відводиться з одиниці площі при допустимому підвищенні температури масла над температурою навколишнього середовища), матеріаломісткість, складність виготовлення, а також витрати, пов'язані з подальшим обслуговуванням.

Та попри все, у тих випадках, коли це дозволяють умови експлуатації, доцільно віддавати перевагу природним методам охолодження — як найбільш економічним, простим у технічному обслуговуванні й таким, що не вимагають додаткового устаткування. За ефективністю наступною йде система природного охолодження з використанням дуття.

Основна перевага такого підходу полягає в тому, що навіть при відключених вентиляторах вдається відвести значну частину теплових втрат трансформатора. У той час як системи, що працюють із примусовою циркуляцією масла, у разі зупинки насосного чи вентиляторного обладнання, не здатні забезпечити належне охолодження — навіть коли навантаження на трансформатор відсутнє.

4 ОХОРОНА ПРАЦІ

У розділі бакалаврської кваліфікаційної роботи розглядаються заходи з охорони праці в процесі експлуатації районної електричної мережі. На оперативно-ремонтний персонал, що здійснює ремонті та обслуговування системи електропостачання, впливають такі небезпечні та шкідливі виробничі фактори [16, 17]:

фізичні фактори: мікроклімат (температура, вологість, швидкість руху повітря, інфрачервоне випромінювання); виробничий шум, ультразвук, інфразвук; вібрація (локальна, загальна); освітлення: природне (недостатність), штучне (недостатня освітленість, прямий і відбитий сліпучий відблиск тощо);

хімічні фактори: речовини хімічного походження, аерозолі фіброгенної дії (пил);

фактори трудового процесу: важкість (тяжкість) праці; напруженість праці. Важкість праці характеризується рівнем загальних енергозатрат організму або фізичним динамічним навантаженням, масою вантажу, що піднімається і переміщується, загальною кількістю стереотипних робочих рухів, величиною статичного навантаження, робочою позою, переміщенням у просторі. Напруженість праці характеризують: сенсорні, емоційні навантаження, ступінь монотонності навантажень, режим роботи.

4.1 Технічні рішення з безпечної експлуатації обладнання

4.1.1 Вимоги з безпечної організації робочих місць на ПЛ

Під час оформлення завдання на виконання робіт працівник, який видає наряд (розпорядження), повинен враховувати наявність дефектів на ПЛ (опори, провід, трос, ізоляція, траверси, роз'єднувачі, пункти автоматичного секціонування і введення резервного живлення та ін.), перевірити за оперативною документацією наявність на ПЛ 6-35 кВ однофазних замикань на

землю, які могли пошкодити арматуру опори, і зазначити в рядку "Окремі вказівки" наряду умови та способи виконання робіт [3]. Підніматись на опору і працювати на ній дозволяється тільки в тих випадках, коли є впевненість в достатній стійкості і міцності опори. Необхідність і способи укріплення опори, міцність якої викликає сумнів (недостатнє заглиблення, спучення і перезволоження ґрунту, загнивання деревини, тріщини в бетоні тощо), визначає на місці керівник робіт.

Роботи зі складання, встановлення, виправлення, замінювання опор та їх елементів, а також із замінювання проводів (тросів) слід виконувати за технологічною картою або ППР під керівництвом керівника робіт із складу керівників або спеціалістів.

Опори, не розраховані на одностороннє тяжіння проводів і тросів, і ті, що тимчасово піддаються такому тяжінню, необхідно попередньо укріпити для запобігання їх падінню. Забороняється підніматись та перебувати на проміжній опорі, якщо на ній закріплено менше двох проводів.

Укріплення опори за допомогою розтяжок слід виконувати без піднімання на опору, тобто з телескопічної вишки або іншого механізму для піднімання людей, із встановленої поряд опори або застосовувати для цього спеціальні розкріплювальні пристрої, для навішування яких не потрібно підніматись по опорі.

Підніматись на опору дозволяється членам бригади:

- з групою II – для виконання тих видів робіт, що виконуються з вимкненням ПЛ, до верху опори;
- з групою I – для проведення всіх видів робіт не вище 3 м від землі (до ніг того, хто працює).

Під час переміщення по дерев'яній та залізобетонній опорах слід закріплюватись стропом запобіжного пояса за опору. Забороняється на кутових опорах зі штирьовими ізоляторами підніматись і працювати з боку внутрішнього кута. Забороняється підніматись на опори ПЛ до 154 кВ з боку траверс. Під час піднімання з переходом через траверси необхідно

використовувати двостропні запобіжні пояси, переставляючи стропи через перешкоду так, щоб у будь-який момент працівник був закріплений одним зі стропів. Під час виконання роботи на опорі слід використовувати запобіжні пояси і спиратись на обидва кігті (лази) у разі їх застосування. Під час виконання роботи на опорі працівник повинен розташовуватись так, щоб не випустити з поля зору найближчі проводи, що перебувають під напругою.

У разі замінювання деталей опори необхідно виключити можливість її зміщення або падіння.

Забороняється відкопувати одночасно обидва стояки опори для замінювання одинарних і здвоєних приставок П- і АП-подібних опор. Слід спочатку замінити приставку на одному стояку опори, закріпити бандажі та втрамбувати землю і тільки тоді почати замінювати приставки на іншому стояку. Замінювати здвоєні приставки необхідно по чергово. Забороняється перебувати в котловані під час витягування або опускання приставки. Способи звалювання та встановлення опори, необхідність та способи її укріплення для запобігання відхиленню визначає керівник робіт або працівник, який видає наряд.

У разі застосування відтяжок з гаками вони повинні мати запобіжні замки. Під час виконання роботи на ізолювальних підвісках дозволяється переміщуватися по підтримувальних одноланцюгових і багатоланцюгових (з двома і більше гірляндами) підвісках ізоляторів та по натяжних багатоланцюгових підвісках. Працювати на одноланцюговій натяжній ізолювальній підвісці допускається із застосуванням спеціальних пристосувань (наприклад, трапів).

Під час виконання роботи на підтримувальній ізолювальній підвісці строп запобіжного пояса необхідно закріпити за траверсу. Якщо довжина стропу недостатня, слід застосовувати закріплені за пояс два страхувальних канати. Один канат прив'язують до траверси, а другий, попередньо заведений за траверсу, підстрахувальник бригади попускає в міру необхідності.

Під час виконання роботи на натяжній ізолювальній підвісці строп запобіжного пояса необхідно закріпити за траверсу або за призначене для цієї мети пристосування.

На підтримувальних та натяжних багатоланцюгових ізолювальних підвісках допускається закріплювати строп запобіжного пояса за одну з гірлянд ізоляторів, на якій робота не проводиться. Забороняється закріплювати строп за гірлянду, на якій виконується робота.

У разі виявлення несправності, що може призвести до розчеплення ізолювальної підвіски, роботу необхідно припинити до усунення дефекту. Забороняється під час піднімання на траверси проводів, тросів або спускання з них, а також у разі їхнього натягування перебувати на цих траверсах або під ними. Вибирати схему піднімання вантажу та розміщувати піднімальні блоки слід так, щоб уникнути появи зусиль, які можуть призвести до пошкодження опори. Забороняється перебувати біля опори в тих місцях, над якими виконуються роботи.

4.1.2 Електробезпека

Основні технічні рішення щодо запобігання електротравмам:

1) виконання технічних заходів під час підготовки робочого місця,
2) застосування під час обслуговування електроустановок електрозахисних засобів.

1) Під час підготовки робочого місця для роботи, яка вимагає знімання напруги, слід виконати у зазначеній послідовності такі технічні заходи:

- провести необхідні вимкнення і вжити заходів щодо запобігання помилковому або самочинному вмиканню комутаційної апаратури;

- вивісити заборонні плакати на приводах ручного і на ключах дистанційного керування комутаційної апаратури. За необхідності струмопровідні частини слід огорожувати;

- приєднати до "землі" переносні заземлення;

- перевірити відсутність напруги на струмопровідних частинах, на які слід встановити заземлення. Якщо переносні заземлення планується ставити поблизу струмопровідних частин, що не входять в зону робочого місця, то їх огороження слід встановити до перевірки відсутності напруги та заземлення;

- встановити заземлення (увімкнути заземлювальні ножі, приєднати до вимкнених струмопровідних частин переносні заземлення) безпосередньо після перевірки відсутності напруги та вивісити плакати "Заземлено" на приводах вимикальних комутаційних апаратів;

- огородити, у разі необхідності, робочі місця або струмопровідні частини, що залишились під напругою, і вивісити на огороженнях плакати безпеки. Залежно від місцевих умов струмопровідні частини огорожують до або після їх заземлення.

2) Під час обслуговування електроустановок повинні застосовуватись засоби захисту від ураження електричним струмом, від впливу електричного поля, а також засоби індивідуального та колективного захисту. Ізолювальні електрозахисні засоби поділяються на основні і додаткові. До основних ізолювальних електрозахисних засобів, які повинні застосовуватись в електроустановках напругою понад 1000 В, відносяться: ізолювальні штанги всіх видів, ізолювальні кліщі, електровимірювальні кліщі, показчики напруги, пристрої для створення безпечних умов праці під час проведення випробувань і вимірювань в електроустановках (показчики напруги для фазування, показчики пошкодження кабелів та ін.); до додаткових – діелектричні рукавички, діелектричне взуття, діелектричні килими, ізолювальні підставки, ізолювальні накладки, ізолювальні ковпаки, штанги для перенесення та вирівнювання потенціалу, сигналізатори напруги, захисні огороження (щити, ширми), переносні заземлення, плакати та знаки безпеки та інші засоби захисту.

Крім наведених вище засобів захисту в електроустановках повинні застосовуватись такі ЗІЗ: захисні каски – для захисту голови; захисні окуляри і щитки – для захисту очей і обличчя; протигази і респіратори – для захисту

органів дихання; рукавиці – для захисту рук; запобіжні пояси та страхувальні канати.

Вибір необхідних електрозахисних засобів, засобів захисту від дії ЕП, а також ЗІЗ регламентується [3], а також іншими відповідними нормативними документами (НД) з урахуванням місцевих умов. У разі застосування основних ізолювальних електрозахисних засобів достатньо використовувати один додатковий засіб, крім випадків, що обумовлені в цих Правилах. У разі необхідності захисту працівника від напруги кроку дозволяється використовувати діелектричне взуття без застосування основних засобів захисту.

4.2 Технічні рішення з гігієни праці і виробничої санітарії

4.2.1 Мікроклімат

Нормуються параметри мікроклімату в виробничих приміщеннях та гранично допустимі концентрації шкідливих речовин в повітрі робочої зони. Тяжкість роботи розділяється на категорії залежно від загальних енерговитрат організму, ккал/с (Вт). Параметри мікроклімату наведено в таблиці 4.1.

Таблиця 4.1 – Нормування параметрів мікроклімату на непостійних робочих місцях

Період року	Категорія робіт	Температура, °C	Відносна вологість	Швидкість руху
Теплий	Пб	15-29	70 при 25°C	0,2-0,5
Холодний	Пб	13-23	не більш 75	не більш 0,4

Для забезпечення необхідних за нормативами параметрів мікроклімату на робочому місці оперативного персоналу передбачається:

- в холодну пору року – використання калорифера;

- в літню пору – застосування кондиціонерів та вентиляторів обдуву.

4.2.2 Склад повітря робочої зони

Забруднення повітря робочої зони регламентується концентраціями (ГДК) в мг/м. В умовах роботи на граничнодопустимих концентраціях можливими забруднювачами повітря робочої зони можуть бути пил та шкідливі гази, їх ГДК наведено в таблиці 4.2.

Таблиця 4.2 – Гранично допустимі концентрації шкідливих речовин у повітрі робочої зони

Назва речовини	ГДК, мг/м ³		Клас небезпечності
	Максимально разова	Середньо добова	
Вуглецю оксид (CO)	3	1	4
Пил нетоксичний	0,5	0,15	4

Для підтримки допустимих значень шкідливих речовин потрібно передбачати установки або прилади зволоження та/або штучної іонізації, кондиціювання повітря.

4.2.3 Виробниче освітлення

Відповідно до ДБН В.2.5-28-2018, будівельно-монтажні роботи потребують освітлення, яке характеризується розрядом зорової роботи III, підрозряд «в».

Для забезпечення достатнього освітлення здійснюють систематичне очищення скла та світильників від пилу (не рідше двох разів на рік), використовують жалюзі. В разі нестачі природного освітлення, використовують загальне штучне освітленням, що створюється за допомогою світлодіодних

ламп E27 LED 15W NW A60 "SG". Висота підвісу світильників над робочою поверхнею 2,5 метра.

Нормовані значення штучного, природного та суміщеного освітлення наведені в таблиці 4.4.

Світильники з світлодіодними лампами розміщують рядами; що дозволяє здійснювати їх послідовне включення (відключення) в залежності від величини природної освітленості.

Таблиця 4.4 – Вимоги до освітлення приміщень, що будуються

Харак-ка зорової роботи	Найменший або еквівалентний розмір об'єкта розрізнення, мм	Розряд зорової роботи	Під-розряд зорової роботи	Контраст об'єкта з фоном	Характеристика фону	Штучне при системі комбінованого освітлення		Природне Ен пр	Сумісне Е сум
						всього	у т. ч. від загального		
Високої точності	Від 0,3 до 0,5 включно	III	в	малий середній великий	світлий середній темний	600	200	-	3,0

4.2.4 Виробничий шум

Шум вище гранично допустимих рівнів несприятливо діє на людину. Шум у приміщеннях широкосмуговий. Нормуємо шум на робочому місці. Рівні звукового тиску в октавних смугах частот, рівні звуку та еквівалентні рівні звуку на робочих місцях, де використовується будівельна техніка, мають відповідати вимогам СН 3223, ГОСТ 12.1.003 і наведені в табл. 4.5.

Таблиця 4.5 – Допустимі рівні звуку, еквівалентні рівні звуку і рівні звукового тиску в октавних смугах частот

Вид трудової діяльності, робочі місця	Рівні звукового тиску в дБ в октавних смугах із середньогеометричними частотами, Гц								
	31,5	63	125	250	500	1000	2000	4000	8000
Виконання усіх видів робіт на постійних робочих місцях в виробничих приміщеннях та на території підприємства	107	95	87	82	78	75	73	71	69

Для забезпечення допустимих рівнів шуму на робочих місцях потрібно застосовувати засоби звукопоглинання, вибір яких має обґрунтовуватись спеціальними інженерно-акустичними розрахунками: ширми, екрани зі звукопоглинаючих матеріалів, використання сертифікованого будівельного інструменту та індивідуальних засобів захисту.

4.3 Пожежна безпека

Приміщення підстанції за вибухонебезпекою та пожежонебезпекою відноситься до категорії Д – негорючі речовини і матеріали в холодному стані з зонами П-III (місця, де зберігаються тверді горючі речовини). Будівля, в якій розташовані ці приміщення, характеризується II ступенем вогнестійкості. Силові трансформатори встановлені зовні на території підстанції.

До II ступеня вогнестійкості відносяться будівлі з несучими і огорожувальними конструкціями з природних та штучних кам'яних матеріалів, бетону або залізобетону із застосуванням листових та плиткових негорючих матеріалів. В покриттях будівель допускається застосовувати незахищені сталеві конструкції. Мінімальні межі вогнестійкості будівельних конструкцій (у хвиликах) та максимальні межі поширення вогню по них (см) за ДБН В.1.1.7-2002 наведено в таблиці 4.6.

Таблиця 4.6 – Мінімальні межі вогнестійкості будівельних конструкцій та максимальні межі поширення вогню по них

Ступінь вогнестійкості і будинків	Мінімальні межі вогнестійкості будівельних конструкцій (у хвилинах) і максимальні межі поширення вогню по них (см)								
	стіни				коло-ни	сходові площадки, костури, сходи, балки, марші сходових кліток	пере-криття між поверхів (у т.ч. горищні та над підвалами)	елементи суміщених покриттів	
	несучі та сходових кліток	само-несучі	зовнішні не-несучі	внутрішні не-несучі (перегородки)				плити, насти-ли, прого-ни	балки, ферми, арки, рами
II	REI 120 M0	REI 60 M0	E 15 M0	E1 15 M0	R 120 M0	R 60 M0	REI 45 M0	RE 15 M0	R 30 M0

Протипожежні перешкоди і мінімальні межі їх вогнестійкості за ДБН В.1.1.7-2002 наведено в таблиці 4.7.

Таблиця 4.7 – Протипожежні перешкоди та мінімальні межі їх вогнестійкості

Протипожежні перешкоди	Типи протипожежних перешкод або їх елементів	Мінімальна межа вогнестійкості протипожежної перешкоди (у хвилинах)	Тип заповнення прорізів, не нижче	Тип протипожежного тамбур-шлюзу, не нижче
Стіни	2	REI 60	2	1
Перегородки	2	EI 15	3	2
Перекрыття	2	REI 60	2	1

Протипожежні відстані між житловими, громадськими, адміністративно-побутовими будинками промислових підприємств, гаражами слід приймати за таблицею 4.8 (чисельник). В умовах забудови, що склалася, протипожежні відстані між житловими будинками та від житлових будинків до будівель і споруд іншого призначення слід визначати згідно з протипожежними вимогами даних норм, наведеними у таблиці 4.8. Протипожежні відстані від житлових, громадських, адміністративно-побутових будинків промислових підприємств,

гаражів до виробничих, складських споруд слід приймати за таблицею 4.8 (знаменник).

Таблиця 4.8 – Протипожежні відстані між житловими, громадськими, адміністративно-побутовими будинками промислових підприємств, гаражами, а також до виробничих будинків, сільськогосподарських будівель і споруд

Ступінь вогнестійкості будинку	Відстані при ступені вогнестійкості будинків, м		
	I, II	III	IIIa, IIIб, IV, IVa, V
II	6/9	8/9	10/12

На території підстанції встановлено 15 вогнегасників ВП-5.

ВИСНОВКИ

У даній дипломній роботі було проведено комплексне дослідження, спрямоване на розробку, оптимізацію та аналіз районної електричної мережі з напругою 110 кВ, а також вивчення ефективності систем охолодження силових трансформаторів, що є важливою складовою надійного електропостачання споживачів.

Під час проектування було запропоновано декілька варіантів конфігурації мережі, для кожного з яких визначено електричні навантаження, номінальні напруги, довжини ліній та здійснено підбір відповідного електрообладнання. Виконано розрахунки втрат потужності та напруги у нормальних і післяаварійних режимах, що дозволило обґрунтувати вибір оптимальної схеми з техніко-економічної точки зору.

Окрему увагу приділено дослідженню систем охолодження силових трансформаторів. Було проаналізовано різні типи охолодження — природне масляне, масляне з дуттям, примусове масляно-водяне охолодження, а також системи з автоматичним регулюванням. На основі порівняння їх характеристик встановлено, що вибір конкретної системи має залежати від умов експлуатації, потужності трансформатора, кліматичних факторів і вимог до енергоефективності.

Результати дослідження підтверджують, що впровадження оптимальних систем охолодження дозволяє суттєво зменшити втрати енергії, продовжити термін служби трансформаторів і підвищити надійність роботи електричних мереж загалом.

Таким чином, поставлена мета дослідження досягнута, а сформульовані задачі — повністю виконані. Отримані результати можуть бути використані при проектуванні та модернізації електричних мереж, а також у подальших дослідженнях з підвищення ефективності охолодження силових трансформаторів.

СПИСОК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ

1. Остапчук Ж.І., Кулик В.В., Видмиш В.А. Методичні вказівки до виконання курсового проекту з дисципліни «Електричні системи і мережі». – Вінниця: ВНТУ, 2004.
2. Електричні мережі і системи. 2-ге видання: підручник / М.С. Сегеда Львів: Видавництво НУ "Львівська політехніка", 2009. — 488 с. ISBN 978-966-553-762-5
3. П.Д. Лежнюк, В.В. Кулик, К.І. Кравцов, О.Б. Бурикін, В.О. Комар // Свідоцтво про реєстрацію авторського права на твір №34106. Державний департамент інтелектуальної власності МОН України, Відділ з питань авторського права і суміжних прав. – 2010.
4. Електричні системи і мережі. Частина 1 : навчальний посібник / Ю. В. Малогулко, О. Б. Бурикін, Т. Л. Кацадзе, В. В. Нетребський , за ред. П. Д. Лежнюка. – Вінниця : ВНТУ, 2020. – 200 с. ISBN 978-966-641-817-6
5. Електричні системи і мережі. Частина 2 : навчальний посібник / Ю. В. Малогулко, О. Б. Бурикін, Т. Л. Кацадзе, В. В. Нетребський , за ред. П. Д. Лежнюка. – Вінниця : ВНТУ, 2021. – 159 с. ISBN 978-966-641-875-6
6. Правила улаштування електроустановок. – Видання офіційне. Міненерговугілля України. – Х. : Видавництво «Форт», 2017. – 760 с.
7. СОУ НEE 40.1-00100227- 101:2014. Норми технологічного проектування енергетичних систем і електричних мереж 35 кВ і вище. Київ, 2014. [Електронний ресурс]. Режим доступу: <https://zakon.rada.gov.ua/rada/show/v0543732-14#Text>
8. Електричні мережі та системи. Режим роботи розімкнених мереж: Навчальний посібник з дисципліни для всіх форм навчання та студентів іноземців напряму підготовки 6.050701 “Електротехніка та електротехнології”/Уклад. В.В. Кирик.-К.: НТУУ «КПІ», 2014.-130с.
9. Сегеда М. С. Електричні мережі та системи: Підручник / М. С. Сегеда. – Львів: Видавництво Національного університету «Львівська політехніка»,

2007. – 488 с. – ISBN 978-966-553-602-4.

10. Методичні вказівки до курсового проекту з курсу “Електричні системи і мережі” – Вінниця:, Вінницький державний технічний університет, 2002. – 64 с.

11. Схеми принципів електричні розподільчих установок напругою від 6 до 750 кВ електричних підстанцій. СОУ-Н ЕЕ 20.178-2008

12. Бржезицький В. О., Зелінський В.Ц., Лежнюк П.Д., Рубаненко О.Є. Електричні апарати: підручник. Херсон: ОЛДІ-ПЛЮС, 2016. 602с. ISBN 978-966-289-101-0.

13. Сулейманов В. М. Електричні мережі та системи: підручн. / В. М. Сулейманов, Т. Л. Каладзе. – Киев: НТУУ «КПІ», 2008. – 456 с. ISBN 978- 966-622-300-8

14. Лежнюк П.Д. Електричні апарати. Фізичні основи електричних апаратів. / П.Д. Лежнюк, В.Ц. Зелінський. – Вінниця: ВНТУ, 2007. –184 с.

15. СОУ-Н ЕЕ 20.302:2020 Приймання, застосування та експлуатація трансформаторних масел. Норми оцінювання якості. Зміни.

16. ДСНіП «Гігієнічна класифікація праці за показниками шкідливості та небезпечності факторів виробничого середовища, важкості та напруженості трудового процесу». Наказ МОЗ № 248 від 08.04.2014.

17. ДСТУ-Н Б А 3.2-1: 2007 Настанова щодо визначення небезпечних і шкідливих факторів та захисту від їх впливу при виробництві будівельних матеріалів і виробів та їх використання в процесі зведення та експлуатації об'єктів будівництва. URL: <https://profidom.com.ua/a-3/a-3-2/824-dstu-n-b-a-3-2-12007-nastanova-shhodo-viznachenna-nebezpechnih-i-shkidlivih-faktoriv->.

18. ДНАОП 1.1.10-1.01-97 Правила безпечної експлуатації електроустановок. URL: https://online.budstandart.com/ua/catalog/doc-page?id_doc=21826.

19. ДСТУ Б В.2.5-82:2016. Електробезпека в будівлях і спорудах. Вимоги до захисних заходів від ураження електричним струмом. К. : ДП «УкрНДНЦ», 2016. 109 с.

20. НПАОП 40.1-1.32-01 (ДНАОП 0.00-1.32-01) Правила будови електроустановок. Електрообладнання спеціальних установок. URL: <https://zakon.rada.gov.ua/rada/show/v0272203-01#Text>.
21. ДСН 3.3.6.042-99 Санітарні норми мікроклімату виробничих приміщень. URL: <http://mozdocs.kiev.ua/view.php?id=1972>.
22. ДБН В.2.5-67:2013. Опалення, вентиляція та кондиціонування. К. : Мінрегіонбуд України, 2013. 149 с.
23. ДБН В.2.5-28:2018 Природне і штучне освітлення. URL: http://online.budstandart.com/ua/catalog/doc-page.html?id_doc=79885
24. ДСН 3.3.6.037-99 Санітарні норми виробничого шуму, ультразвуку та інфразвуку. URL: <http://document.ua/sanitarni-normi-virobnichogo-shumu-ultrazvuku-ta-infrazvuku-nor4878.html>.
25. ДСН 3.3.6.039-99. Державні санітарні норми виробничої загальної та локальної вібрації. URL: <http://zakon2.rada.gov.ua/rada/show/va039282-99>.
26. НАПБ А.01.001-14. Правила пожежної безпеки в Україні. К. : МВС України, 2014. 47 с.
27. ДСТУ 8828:2019 Пожежна безпека. Загальні положення.
28. ДСТУ 8829:2019 Пожежовибухонебезпечність речовин і матеріалів. Номенклатура показників і методи їхнього визначення. Класифікація. URL: <https://www.alutal.com.ua/wp-content/uploads/2021/02/dstu-8829-2019-1.pdf>.
29. ДСТУ Б В.1.1-36:2016 Визначення категорій приміщень, будинків та зовнішніх установок за вибухопожежною та пожежною небезпек. URL: https://dbn.co.ua/load/normativy/dstu/dstu_b_v_1_1_36/5-1-0-1759.
30. ДБН В.1.1-7:2016 Пожежна безпека об'єктів будівництва. Загальні вимоги. URL: http://www.poliplast.ua/doc/dbn_v.1.1-7-2002.pdf.
31. Наказ Міністерства внутрішніх справ України «Про затвердження Правил експлуатації та типових норм належності вогнегасників». URL: <https://zakon.rada.gov.ua/laws/show/z0225-18#Text>.

ДОДАТКИ

ДОДАТОК А

Протокол перевірки навчальної (кваліфікаційної) роботи

Назва роботи: «Районна електрична мережа з аналізом систем охолодження силових трансформаторів»

Тип роботи: Бакалаврська кваліфікаційна робота
(кваліфікаційна робота, курсовий проект (робота), реферат, аналітичний огляд, інше (зазначити))

Підрозділ: Кафедра електричних станцій та систем
(кафедра, факультет (інститут), навчальна група)

Керівник: к.т.н., доцент кафедри ЕСС Матвієнко С. В.
(прізвище, ініціали, посада)

Показники звіту подібності

StrikePlagiarism

Оригінальність	86,5
Загальна схожість	13.5

Аналіз звіту подібності (відмітити потрібне)

- ☒ Запозичення, виявлені у роботі, оформлені коректно і не містять ознак плагіату.
- ☐ Виявлені у роботі запозичення не мають ознак плагіату, але їх надмірна кількість викликає сумніви щодо цінності роботи і відсутності самостійності її автора. Роботу направити на доопрацювання.
- ☐ Виявлені у роботі запозичення є недобросовісними і мають ознаки плагіату та/або в ній містяться навмисні спотворення тексту, що вказують на спроби приховування недобросовісних запозичень.

Заявляю, що ознайомлений (-на) з повним звітом подібності, який був згенерований Системою щодо роботи

Автор _____
(підпис)

Рогульський М. А.
(прізвище, ініціали)

Опис прийнятого рішення

Робота допущена до захисту

Особа, відповідальна за перевірку

(підпис)

Вишневський С. Я
(прізвище, ініціали)

Експерт
(за потреби)

(підпис)

(прізвище, ініціали, посада)

ДОДАТОК В

Ілюстраційна частина

«Районна електрична мережа з аналізом систем охолодження силових трансформаторів»



ВІННИЦЬКИЙ НАЦІОНАЛЬНИЙ ТЕХНІЧНИЙ УНІВЕРСИТЕТ
ФАКУЛЬТЕТ ЕЛЕКТРОЕНЕРГЕТИКИ ТА ЕЛЕКТРОМЕХАНІКИ
КАФЕДРА ЕЛЕКТРИЧНИХ СТАНЦІЙ І СИСТЕМ

Бакалаврська кваліфікаційна робота на тему:
Районна електрична мережа з аналізом систем
охолодження силових трансформаторів

Керівник роботи: к.т.н., доц. каф. ЕСС

Матвієнко С. В.

Виконав: студент групи ЕСМ-23мс

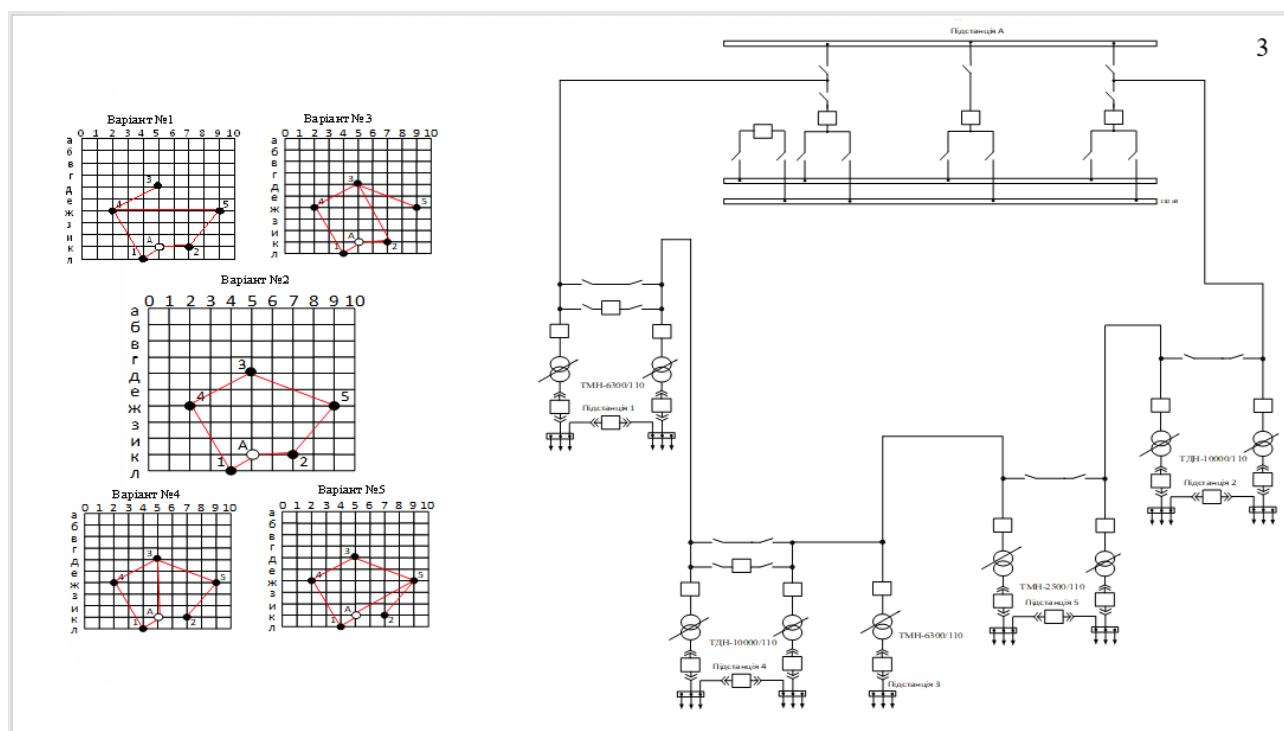
Рогульський М. А.

ВСТУП

Розвиток енергетичної інфраструктури є ключовою умовою стабільного функціонування економіки та забезпечення життєдіяльності сучасного суспільства. Зокрема, районні електричні мережі відіграють важливу роль у передачі електроенергії від магістральних підстанцій до кінцевих споживачів. У структурі таких мереж центральне місце займають силові трансформатори — обладнання, що забезпечує ефективне перетворення напруги з урахуванням потреб споживачів. Надійна й стабільна робота трансформаторів безпосередньо залежить від ефективності їх охолодження, особливо в умовах підвищених навантажень та змін клімату.

Системи охолодження трансформаторів постійно модернізуються, однак їх ефективність залишається предметом дослідження, особливо з точки зору впливу на довговічність та експлуатаційні витрати. Саме тому аналіз існуючих методів охолодження трансформаторів у контексті роботи районної електромережі має важливе як наукове, так і практичне значення.

Мета дослідження: Метою роботи є розробка та аналіз районної електричної мережі з оцінюванням ефективності застосування різних систем охолодження силових трансформаторів.



Класифікація електроізоляційних матеріалів за нагрівостійкістю для електричних машин, трансформаторів і апаратів

4

Позначення класу нагрівостійкості	Температура, що характеризує даний клас нагрівостійкості, °C	Коротка характеристика основних груп електроізоляційних матеріалів, що відповідають даному класу нагрівостійкості
У	90	Волокнисті матеріали з целюлози, бавовни і натурального шовку, не просочені і не занурені в рідкий електроізоляційний матеріал
А	105	Волокнисті матеріали з целюлози, бавовни або натурального, штучного і синтетичного шовку, у робочому стані просочені або занурені в рідкий електроізоляційний матеріал
Е	120	Синтетичні органічні матеріали (плівки, волокна, смоли й ін.)
В	130	Матеріали на основі слюди, азбесту і скловолкна, які застосовуються з органічними сполучними і просочуваними складами
Ф	155	Матеріали на основі слюди, азбесту і скловолкна, які застосовуються в сполученні із синтетичними сполучними і просочуваними складами, відповідними даному класу нагрівостійкості
Н	180	Матеріали на основі слюди, азбесту і скловолкна, які застосовуються в сполученні з кремнійорганічними сполучними і просочуваними складами, кремнійорганічні еластomers
С	Вище 180	Слюда, керамічні матеріали, скло, кварц чи їхні комбінації, які застосовуються без сполучних чи з неорганічними і елементоорганічними складами

Примітка. Для всіх класів нагрівостійкості можуть застосовуватися інші матеріали або їх прості комбінації, якщо на основі практичного досвіду чи досліджень підтверджено, що вони здатні функціонувати за температур, відповідних даному класу.

Тип системи охолодження трансформатора	Позначення системи	
	по ГОСТ	по МЭК і СЕВ
Природна циркуляція повітря і масла	М	ONAN
Примусова циркуляція повітря і природна циркуляція масла	Д	ONAF
Природна циркуляція повітря і примусова циркуляція масла з ненаправленим потоком масла	МЦ	OFAN
Природна циркуляція повітря і примусова циркуляція масла з направленим потоком масла	НМЦ	ODAN
Примусова циркуляція повітря і масла з ненаправленим потоком масла	ДЦ	OFAF
Примусова циркуляція повітря і масла з направленим потоком масла	НДЦ	ODAF
Примусова циркуляція води і масла з ненаправленим потоком масла	Ц	OFWF
Примусова циркуляція води і масла з направленим потоком масла	НЦ	ODWF



Висновки

6

У даній дипломній роботі було проведено комплексне дослідження, спрямоване на розробку, оптимізацію та аналіз районної електричної мережі з напругою 110 кВ, а також вивчення ефективності систем охолодження силових трансформаторів, що є важливою складовою надійного електропостачання споживачів.

Під час проекткування було запропоновано декілька варіантів конфігурації мережі, для кожного з яких визначено електричні навантаження, номінальні напруги, довжини ліній та здійснено підбір відповідного електрообладнання. Виконано розрахунки втрат потужності та напруги у нормальних і післяаварійних режимах, що дозволило обґрунтувати вибір оптимальної схеми з техніко-економічної точки зору.

Окрему увагу приділено дослідженню систем охолодження силових трансформаторів. Було проаналізовано різні типи охолодження — природне масляне, масляне з дуттям, примусове масляно-водяне охолодження, а також системи з автоматичним регулюванням. На основі порівняння їх характеристик встановлено, що вибір конкретної системи має залежати від умов експлуатації, потужності трансформатора, кліматичних факторів і вимог до енергоефективності.

Результати дослідження підтверджують, що впровадження оптимальних систем охолодження дозволяє суттєво зменшити втрати енергії, продовжити термін служби трансформаторів і підвищити надійність роботи електричних мереж загалом.

Таким чином, поставлена мета дослідження досягнута, а сформульовані задачі – повністю виконані. Отримані результати можуть бути використані при проектуванні та модернізації електричних мереж, а також у подальших дослідженнях з підвищення ефективності охолодження силових трансформаторів.