

Центральноукраїнський національний технічний університет

Факультет будівництва, транспорту та енергетики

Кафедра «Електротехнічні системи та енергетичний менеджмент»

“Допущено до захисту”
Зав. кафедрою ЕТС та ЕМ
к.т.н., професор
_____Петро ПЛЕШКОВ
“ ____ ” _____ 2024 р.

КВАЛІФІКАЦІЙНА РОБОТА **ЗА ДРУГИМ (МАГІСТЕРСЬКИМ) РІВНЕМ** **ВИЩОЇ ОСВІТИ**

на тему:

**«Підвищення працездатності комплектних
трансформаторних підстанцій що перебувають в
експлуатації понад нормований термін служби»**

Виконав здобувач вищої освіти
II курсу, групи ЕЕ-23М
ОПП «Електротехнічні системи
електроспоживання»
спеціальності 141 «Електроенергетика,
електротехніка та електромеханіка»

_____ Валерій ШАМАРА

« ____ » _____ 2024 р.

Керівник роботи доцент, канд. техн. наук,

_____ Руслан ТЕЛЮТА

« ____ » _____ 2024 р.

Рецензент _____

Факультет будівництва, транспорту та енергетики

Кафедра електротехнічних систем та енергетичного менеджменту

Рівень вищої освіти другий (магістерський)

Галузь знань 14 «Електрична інженерія»

Спеціальність 141 «Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка»

Освітньо-професійна програма Електротехнічні системи електроспоживання

ЗАТВЕРДЖУЮ:

Зав. кафедрою ЕТС та ЕМ

к.т.н., професор

Петро ПЛЄШКОВ

“ ” 2024 р.

ЗАВДАННЯ НА КВАЛІФІКАЦІЙНУ РОБОТУ ЗА ДРУГИМ (МАГІСТЕРСЬКИМ) РІВНЕМ ВИЩОЇ ОСВІТИ ЗДОБУВАЧА ВИЩОЇ ОСВІТИ

Шамара Валерій Іванович

(прізвище, ім'я, по батькові)

1. Тема роботи (проекту) Підвищення працездатності комплектних трансформаторних підстанцій що перебувають в експлуатації понад нормований термін служби

Improving the performance of complete transformer substations that are in operation beyond the normalised service life

2. керівник роботи (проекту) Телюта Руслан Васильович, к.т.н., доцент

(прізвище, ім'я, по батькові, науковий ступінь, вчене звання)

3. Строк подання студентом роботи до захисту 16.12.2024 р

4. Мета та завдання випускної кваліфікаційної роботи (проекту) Метою роботи є підвищення комплексного показника надійності обладнання трансформаторних підстанцій, що експлуатується понад нормативний термін, шляхом оптимізації частоти його технічного обслуговування та моніторингу чинників, які сприяють виникненню внутрішніх дефектів.. Завдання роботи: 1. Стан питання підвищення працездатності комплектних трансформаторних підстанцій; 2. Обґрунтування способу підвищення надійності трансформаторних підстанцій; 3. Аналітичне дослідження надійності комплектних трансформаторних підстанцій; 4. Розглянути та запропонувати заходи з охорони праці.

5. Консультанти розділів проекту (роботи)

Розділ	Прізвище, ініціали та посада консультанта	Підпис, дата	
		завдання видав	Завдання прийняв
<i>Охорона праці</i>	<i>к.т.н., доц. Савеленко І.В.</i>		

6. Дата видачі завдання 09. 10. 2024 року

КАЛЕНДАРНИЙ ПЛАН

№ з/п	Назва етапів магістерської роботи	Строк виконання етапів роботи	Примітка
1	<i>Видача та узгодження тематики роботи</i>	<i>4.10.2024</i>	
2	<i>Складання змісту магістерської роботи</i>	<i>11.10. 2024</i>	
3	<i>Анотація. Вступ.</i>	<i>21.10.2024</i>	
4	<i>Стан питання підвищення працездатності комплектних трансформаторних підстанцій</i>	<i>28.10. 2024</i>	
5	<i>Обґрунтування способу підвищення надійності трансформаторних підстанцій</i>	<i>11.11. 2024</i>	
6	<i>Аналітичне дослідження надійності комплектних трансформаторних підстанцій</i>	<i>25.11. 2024</i>	
7	<i>Запропонувати заходи з охорони праці</i>	<i>2.12. 2024</i>	
8	<i>Висновки</i>	<i>9.12. 2024</i>	
9	<i>Перелік посилань</i>	<i>11.12. 2024</i>	
10	<i>Оформлення розрахунково-пояснювальної записки</i>	<i>13.12. 2024</i>	
11	<i>Оформлення презентації магістерської роботи та подання магістерської роботи до захисту</i>	<i>14.12. 2024</i>	

Дата видачі завдання

« ____ » _____ 2024 р.

Підпис керівника

_____ Руслан ТЕЛЮТА

Завдання прийнято до виконання

« ____ » _____ 2024 р.

Підпис здобувача

_____ Валерій ШАМАРА

АНОТАЦІЯ

Кваліфікаційна робота: 96 с.; 30 рис.; 15 табл.; 34 джерел.

Шамара В. І. Підвищення працездатності комплектних трансформаторних підстанцій що перебувають в експлуатації понад нормований термін служби. – Рукопис.

Проблеми енергозабезпечення підприємств залишаються актуальними. Сільські електричні мережі мають низку особливостей: значна віддаленість об'єктів від центральних підстанцій, труднощі доступу для аварійних бригад, високий ступінь зносу обладнання. Ці фактори негативно впливають на надійність енергопостачання, що особливо для підприємств, які використовують мікропроцесорну техніку, чутливу до перебоїв в електроживленні.

Робота присвячена підвищенню надійності роботи трансформаторних підстанцій класу 10/0,4 кВ, що експлуатуються у сільських електричних мережах. В умовах значного зносу обладнання було запропоновано нові підходи до діагностики та технічного обслуговування. Для різних економічних груп споживачів визначено оптимальну періодичність ТО, що дозволяє знизити частоту аварійних ремонтів та підвищити коефіцієнт готовності ТП.

У роботі запропоновано аналітичну модель для оцінки теплового стану трансформатора на основі чотирьох факторів: температура трансформатора, навколишнього середовища, рівень масла та навантаження. Модель дозволяє переходити до обслуговування обладнання за станом, що значно підвищує його надійність.

Для оцінки надійності представлено комплекс на базі моделі Монте-Карло у середовищі Matlab, що дозволяє імітувати роботу ТП з урахуванням можливих відмов. Результати моделювання підтвердили, що запровадження регулярного дистанційного моніторингу для ТП класу 10/0,4 кВ та систематичне обслуговування за станом дозволяє знизити ймовірність аварійних ситуацій та значно скоротити витрати на експлуатацію.

Ключові слова: трансформаторна підстанція, обслуговування, діагностична система, моделювання, коефіцієнт готовності.

ABSTRACT

Qualification work: 96 p.; 30 fig.; 15 tables; 34 sources

Shamara V.I. Improving the performance of complete transformer substations that are in operation beyond the normalised service life. - Manuscript.

The problems of energy supply of enterprises remain relevant. Rural electrical networks have a number of features: significant remoteness of facilities from central substations, difficulties of access for emergency crews, high degree of wear and tear of equipment. These factors negatively affect the reliability of energy supply, especially for enterprises that use microprocessor technology that is sensitive to power outages.

The work is devoted to increasing the reliability of transformer substations of class 10/0.4 kV, operated in rural electrical networks. In conditions of significant wear and tear of equipment, new approaches to diagnostics and maintenance were proposed. For different economic groups of consumers, the optimal maintenance frequency was determined, which allows to reduce the frequency of emergency repairs and increase the availability coefficient of the transformer.

The work proposes an analytical model for assessing the thermal state of the transformer based on four factors: transformer temperature, environment, oil level and load. The model allows to proceed to maintenance of equipment by condition, which significantly increases its reliability.

To assess reliability, a complex based on the Monte Carlo model in the Matlab environment is presented, which allows simulating the operation of the transformer substation taking into account possible failures. The modeling results confirmed that the introduction of regular remote monitoring for 10/0.4 kV class transformer substations and systematic condition-based maintenance allows reducing the probability of emergency situations and significantly reducing operating costs.

Key words: transformer substation, maintenance, system diagnostics, modeling, availability factor.

ЗМІСТ

ПЕРЕЛІК УМОВНИХ СКОРОЧЕНЬ	8
ВСТУП.....	9
РОЗДІЛ 1. СТАН ПИТАННЯ ПІДВИЩЕННЯ ПРАЦЕЗДАТНОСТІ КОМПЛЕКТНИХ ТРАНСФОРМАТОРНИХ ПІДСТАНЦІЙ.....	11
1.1 Експлуатаційна надійність силового електроустаткування.....	11
1.2 Надійність та умови експлуатації силових трансформаторів.....	12
1.3 Вплив зношених трансформаторів на надійність електропостачання електромереж.....	13
1.4 Існуючі форми ремонту і обслуговування електрообладнання для силових ТП 10/0,4 кВ.....	15
1.5 Моніторинг та діагностика електрообладнання ТП 10/0,4 кВ	17
1.6 Фактори впливу на пошкодження силових трансформаторів 10/0,4 кВ	20
1.7 Аналіз діагностичних факторів силових трансформаторів	23
1.8 Висновки на основі матеріалу першого розділу	24
РОЗДІЛ 2. ОБҐРУНТУВАННЯ СПОСОБУ ПІДВИЩЕННЯ НАДІЙНОСТІ ТРАНСФОРМАТОРНИХ ПІДСТАНЦІЙ.....	26
2.1. Терміни технічного обслуговування силовий трансформаторів 10/0,4 кВ та їх оптимізація	26
2.2 Комплексний показник надійності для силових трансформаторів напругою 10/0,4 кВ	31
2.3 Визначення параметрів діагностики для виявлення прихованих відмов у трансформаторі	34
2.4 Оцінка стану електрообладнання трансформаторних підстанцій, підходи та методика реалізації	42
2.5 Висновки на основі матеріалу другого розділу.....	48
РОЗДІЛ 3. АНАЛІТИЧНЕ ДОСЛІДЖЕННЯ НАДІЙНОСТІ КОМПЛЕКТНИХ ТРАНСФОРМАТОРНИХ ПІДСТАНЦІЙ 10/0,4 кВ	50
3.1 Характеристика фізичних явищ і процесів, які спостерігаються в силовому трансформаторі при його роботі.....	50

3.2 Аналітичне дослідження процесу нагрівання силового трансформатора .	50
3.3 Аналітичне дослідження перевантажувальної характеристики силового трансформатора за умови припустимого перевищення температури ізоляції	53
3.4 Побудова перевантажувальної характеристики силового трансформатору типу ТМ-1000/10	56
3.5 Моделювання відмов елементів КТП 10/0,4 кВ та їх відновлень. Методика його проведення	58
3.6 Взаємозв'язок діагностичних факторів з їх подальший вплив на тепловий стан ТП 10/0,4 кВ	71
3.7 Система моніторингу та діагностики комплектних трансформаторних підстанцій.....	77
3.8 Висновки на основі матеріалу третього розділу	81
ЗАГАЛЬНІ ВИСНОВКИ.....	83
СПИСОК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ	85
ДОДАТОК.....	88
ДОДАТОК А. ОХОРОНА ПРАЦІ	89

ПЕРЕЛІК УМОВНИХ СКОРОЧЕНЬ

ДЕСТ – діагностична експертна система для силових трансформаторів
ЕО – електрообладнання
ЕС – експертна система
КР – капітальний ремонт
КРП – комплектно розподільчий пристрій
КРПН – комплектно розподільчий пристрій зовнішньої установки
СТОР – система технічного обслуговування і ремонту
ТСЕО – технічний стан електрообладнання
ТОРСЕО – технічне обслуговування і ремонт по стану електрообладнання
ТП – трансформаторна підстанція
КТП – комплектна трансформаторна підстанція
ППР – планово попереджувальний ремонт
ПР – поточний ремонт
ПрАТ – приватне акціонерне товариство
РЕМ – район електричних мереж
ТОФСО – технічне обслуговування за фактичним станом обладнання
ТО – технічне обслуговування
РЗіА – релейний захист і автоматика
РПН – регулювання напруги трансформатора
SCADA – диспетчерське управління і збір даних

ВСТУП

Енергопостачання аграрних підприємств характеризується низкою значних проблем, які залишаються актуальними протягом багатьох десятиліть. Основні труднощі давно відомі та детально описані в науковій літературі. Це, зокрема, велика розосередженість сільгоспоб'єктів, їхня віддаленість від центральних підстанцій та автомобільних доріг, що ускладнює доступ аварійних бригад. Крім того, значне зношення обладнання підстанцій і ліній електропередач підвищує ризик збоїв у енергопостачанні.

Зі стрімким розвитком аграрних технологій виникає потреба у підвищенні надійності енергозабезпечення, оскільки сучасне обладнання вимагає стабільної напруги для безперебійної роботи. Порух цього процесу спричиняє значні фінансові втрати через псування продукції та зупинку виробництва. Проблема аварійних ситуацій в енергомережах залишається нагальною: так, наприклад аварія на високовольтній підстанції може привести до відключення електроенергії для понад 1 мільйонів людей, та завдати підприємствам збитків на суму понад десятки, а то і сотні гривень. В аграрному секторі наприклад це може призвести до масової загибелі птиці через порушення умов утримання.

За експлуатації трансформаторів необхідно дотримуватись нормальних режимів роботи, що регулюються чинними стандартами, забезпечення безперебійного та надійного енергопостачання є одним із ключових принципів державної політики у сфері електроенергетики. Незважаючи на це, через технічні проблеми і зношеність обладнання не завжди вдається забезпечити належну якість електропостачання.

Для системи енергозабезпечення сільськогосподарських підприємств на прикладі центральноукраїнського регіону характерні значні виклики. Об'єкти АПК регіону загалом підключені до підстанцій ПрАТ «Кіровоградобленерго», де понад 50-60% обладнання вже відпрацювало свій ресурс. Високий рівень зношеності, перехід до обслуговування за фактичним станом замість планово-

попереджувального ремонту, а також недостатня кваліфікація персоналу призводять до збільшення аварійних ситуацій.

Незважаючи на впровадження систем дистанційного моніторингу для підстанцій класу 35/10 кВ, трансформаторні підстанції 6-10/0,4 кВ залишаються поза увагою. Вони обслуговуються лише у разі аварії, що збільшує ризики відмови обладнання через його високий ступінь зношеності. За даними ПрАТ «Кіровоградобленерго», активна частина трансформаторів зношена на 60-70%, комутаційні пристрої - на 45-50%, що погіршує надійність мереж з кожним роком.

Для покращення ситуації необхідно розробляти нові методи діагностики обладнання, прогнозувати його працездатність, автоматизувати процеси управління та модернізувати систему технічного обслуговування. Це дозволить підвищити надійність енергопостачання та знизити збитки, пов'язані з аваріями.

Мета дослідження: підвищення комплексного показника надійності обладнання трансформаторних підстанцій, що експлуатується понад нормативний термін, шляхом оптимізації частоти його технічного обслуговування та моніторингу чинників, які сприяють виникненню внутрішніх дефектів.

Об'єкт дослідження: елементи і дефекти обладнання трансформаторних підстанцій 10/0,4 кВ та діагностичні фактори.

Предмет дослідження: вплив технічного стану ТП на коефіцієнт готовності всієї системи; залежність надійності обладнання трансформаторних підстанцій 10/0,4 кВ від економічної категорії підприємств АПК; кореляція між діагностичними факторами та видами дефектів обладнання трансформаторних підстанцій; зв'язок показників надійності з економічними параметрами; вплив прихованих відмов на коефіцієнт готовності трансформаторних підстанцій.

РОЗДІЛ 1. СТАН ПИТАННЯ ПІДВИЩЕННЯ ПРАЦЕЗДАТНОСТІ КОМПЛЕКТНИХ ТРАНСФОРМАТОРНИХ ПІДСТАНЦІЙ.

1.1 Експлуатаційна надійність силового електроустаткування

Надійність силового електроустаткування значною мірою визначається станом ізоляції обмоток, що експлуатується у несприятливих умовах і піддається різноманітним впливам. Найпоширенішим фактором є температура довкілля, адже обладнання функціонує при значних добових і сезонних коливаннях температури. Силові трансформатори особливо відчують вплив високих температур (до $+50^{\circ}\text{C}$ влітку) і низьких (до -27°C взимку).

Небезпечним є також вплив надструмів, наприклад, струмів короткого замикання в мережах та пускових струмів електродвигунів. Через сезонний характер навантаження і змінну потужність споживачів, напруга може коливатись у межах $0,85\text{--}1,15 U_n$ при живленні від державних електросистем і $0,8\text{--}1,2 U_n$ при живленні від власних електростанцій.

Існує чимало причин для виникнення неповнофазних режимів: пошкодження запобіжників, обрив дротів, порушення контактів у пусковій апаратурі тощо. Ці фактори активізують процеси старіння ізоляції, сприяючи термічному та механічному зносу, що з часом призводить до втрати її еластичності та утворення тріщин і дефектів. Руйнування ізоляції відбувається поступово, під дією теплового старіння та впливу вологи й агресивних середовищ, і завершується пробоем у найслабшому місці [1].

Таким чином, силові трансформатори зазнають впливу змінного графіку навантаження, температурних коливань, перевантажень, пускових режимів, напругових відхилень, зміни умов охолодження, вологи, а також агресивних середовищ і механічних навантажень, що впливають на їхню експлуатаційну надійність.

1.2 Надійність та умови експлуатації силових трансформаторів

Надійність трансформаторів напругою 6-10 кВ оцінюється за кількістю пошкоджень на рік на кожні 500 одиниць обладнання, що зазвичай не перевищує 3%. Високий рівень надійності пояснюється, зокрема, відсутністю рухомих частин і точним контролем якості рідинних діелектриків [2].

Розподіл пошкоджень серед елементів трансформаторів: головна ізоляція – 7%; поздовжня ізоляція – 60%; перемикачі – 7%; магнітопроводи – 2%; вводи – 7%; відводи – 8%; баки і прокладки – 7%; системи охолодження – 2% [3].

Найчастіші пошкодження виникають в ізоляції, зокрема через внутрішні та зовнішні перенапруги або через тертя, викликане циклічними навантаженнями та вібрацією. Дефекти в обмотках можуть провокуватися слабким пресуванням або сторонніми предметами (ошурками, металевою стружкою) під час монтажу чи ремонту. Такі дефекти створюють заглиблення в ізоляції, що веде до замикань між витками обмотки.

Пошкодження можуть також виникати через перегрів обмоток у випадках перевантаження, коротких замикань або збоїв у циркуляції масла, які призводять до підвищеного утворення шламу. Охолодження магнітопроводу також впливає на його надійність; недостатнє охолодження через накопичення шламу може спричинити локальне нагрівання та пошкодження.

Дефекти уводів найчастіше пов'язані з утворенням тріщин через механічні удари чи термічні навантаження. Зниження рівня масла може призвести до збоїв у перемикачах, що спричиняє серйозні пошкодження внаслідок спалахів масла. Пошкодження можуть також виникати внаслідок пробоя обмоток на землю, відпайок або баків через втрату затягування або окислення контактів.

Особливі режими роботи та перевантаження: Перевантаження трансформатора допускаються протягом певного часу, залежно від кратності перевантаження. Наприклад, при перевантаженні в 1,3 рази трансформатор може працювати до 120 хвилин, а при перевантаженні в 3 рази - лише 1,5 хвилини.

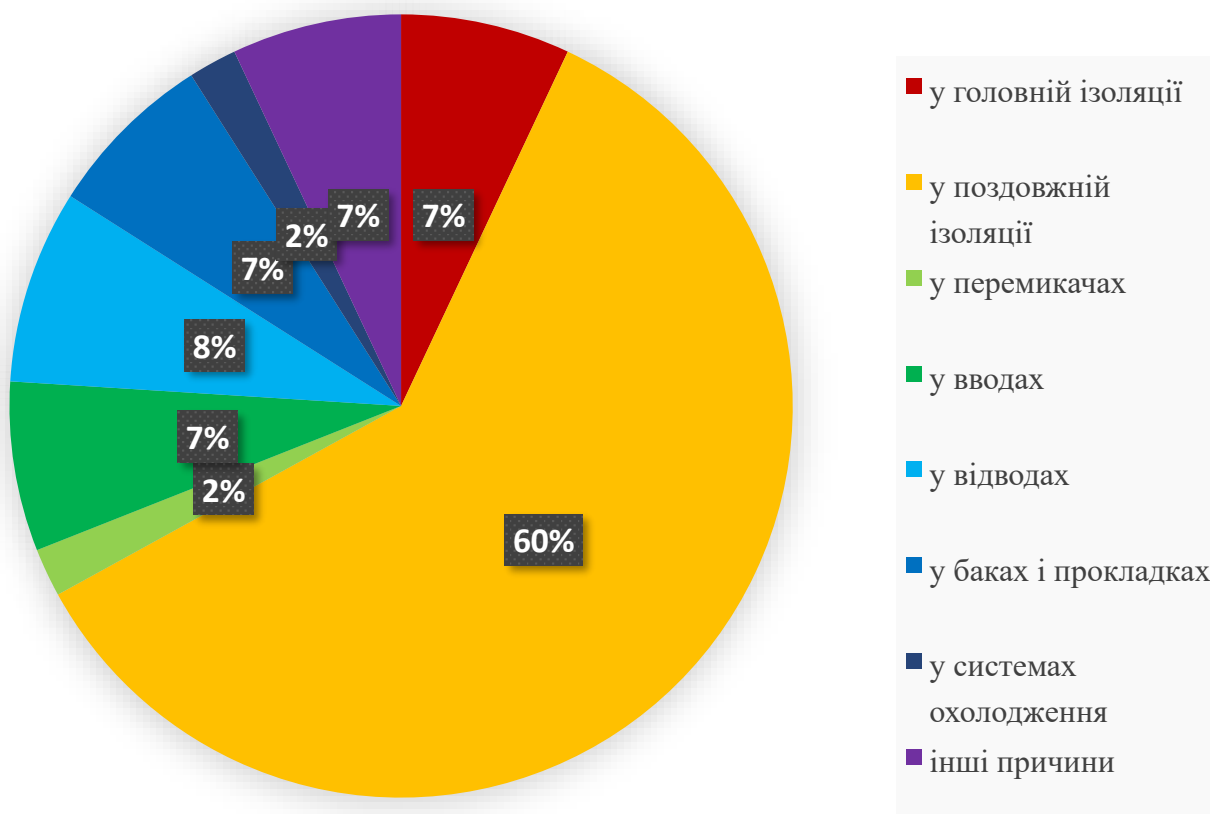


Рисунок 1.1 Розподіл головних причин відмов силових трансформаторів

1.3 Вплив зношених трансформаторів на надійність електропостачання електромереж

Протягом останніх тридцяти років відбулося значне старіння основних фондів електромереж через недостатнє фінансування будівництва, модернізації та технічного оновлення електричних станцій і підстанцій. Зокрема, спостерігається зростання випадків пошкоджень силових трансформаторів напругою 35–110 кВ, 10/0,4 кВ, де понад 50% відмов викликані старінням і зволоженням ізоляції та зношеністю вузлів.

Розподіл технологічних порушень за типами пошкодженого електротехнологічного обладнання приведена у таблиці 1.

Таблиця 1.1 – Розподіл порушень за типами пошкодженого електротехнологічного обладнання КТП.

Електрообладнання	Відмови	Напруга, 10 кВ
Провід	637	36
Силовий кабель	406	-
Ізолятор	272	13
Опора	177	1
Інші елементи повітряної лінії	141	1
Арматура	74	1
Кінцева муфта внутрішньої установки	51	-
Комутаційні апарати 0,4 кВ	48	-
Трансформатор силовий	42	3
З'єднувальна муфта	33	-
Вимикач масляний	28	12
Кінцева муфта зовнішньої установки	24	-
Шини збірні	22	3
Роз'єднувач	21	1
КРУ або КРУН	16	-
Грозозахисний трос	16	7
Розрядник	15	1
Запобіжник (високовольтний)	14	-
Вимірювальний трансформатор струму	12	2
Пристрій релейного захисту	11	-
Ланцюги керування вимикачами	7	1
Вимірювальний трансформатор напруги	6	5
Вимикач вакуумний	5	-
Обмежувач перенапруг	2	-
Конденсатори для компенсації реактивної потужності	1	1
Вимикач елегазовий	-	-
Відокремлювач	1	-
Короткозамикач	1	-
Загороджувач високочастотний	1	-
Пристрій електричної автоматики	-	-

Для аграрного сектору характерна велика розгалуженість підстанцій на значній площі, що ускладнює обслуговування, тривалі лінії електропередач 10 кВ та 0,4 кВ з малим перерізом проводів, а також дефіцит інвестицій у відновлення мереж. Це призводить до частих відключень і експлуатації обладнання, термін служби якого давно минув (понад 90% трансформаторів функціонують більше 25 років). Така ситуація сприяє виникненню як явних, так і прихованих відмов обладнання через його значний фізичний знос, рис. 1.2.

Основні категорії пошкоджуваних елементів електричної мережі розподіляються наступним чином: проводи (30,2%), силові кабелі (19,3%), ізолятори (12,9%), опори (8,4%), силові трансформатори (2,3%) та інші елементи. Причинами пошкоджень трансформаторів і регулювальних пристроїв є дефекти конструкції, порушення норм експлуатації, перевантаження та короткі замикання. Більшість пристроїв релейного захисту мереж є застарілими електромеханічними пристроями, з яких понад 40% функціонує понад 25 років. Лише незначна кількість підстанцій оснащена сучасними автоматизованими системами управління з обмеженим функціоналом [3].

Аналіз обладнання в аграрному секторі виявив, що перегрів через підвищене навантаження, несправності в системі охолодження та зовнішні фактори є однією з основних причин відмов. Висока температура особливо небезпечна для електрообладнання, оскільки може спричинити непередбачувані дефекти, що здатні призвести до серйозних технологічних порушень. Ця проблема актуальна й на світовому рівні, адже неможливо економічно доцільно замінити все зношене обладнання, тому при його експлуатації необхідно враховувати нові параметри та взаємозв'язки систем у рамках енергетичного комплексу.

1.4 Існуючі форми ремонту і обслуговування електрообладнання для силових ТП 10/0,4 кВ.

Старіння та знос деталей і вузлів електромереж призводять до зміни їх технічних характеристик, підвищення ризиків відмов і аварій, що спричиняє



а) пошкодження струмоведучих шпильок



б) пошкодження корпусу силового трансформатора



в) пошкодження від перегріву

Рисунок 1.2 - Види пошкоджень силових трансформаторів (перегрів)

простої обладнання та зниження продуктивності. Ці загрози потребують налагодженої системи профілактичного техобслуговування й ремонту, основним завданням якої є узгодження періодичності технічних робіт для забезпечення безперервної роботи обладнання.

Регламентоване технічне обслуговування (ТО) виконується за затвердженими графіками, що враховують терміни роботи й технічний стан

обладнання. Зокрема, ТО охоплює перевірку та усунення зношених деталей, контроль критичних вузлів і планування ремонтів. Ремонт може бути як плановим (поточний, капітальний), так і позаплановим (аварійний), що дозволяє відновити працездатність обладнання та запобігти збоїв [4].

Капітальний ремонт відновлює ресурс обладнання на 80% або більше, включаючи заміну й регулювання основних частин. Однак існуюча система планово-попереджувального ремонту (ППР) має ряд недоліків, зокрема надмірну періодичність робіт і неповне охоплення життєвого циклу обладнання, що підвищує витрати та не забезпечує своєчасного усунення прихованих дефектів.

Перспективнішим підходом є техобслуговування за фактичним станом обладнання (ТОФСО), що потребує моніторингу, діагностики та прогнозування стану. Цей підхід дозволяє планувати роботи залежно від дефектів, проте потребує кваліфікованого персоналу і сучасних технічних засобів, які відсутні в більшості аграрних регіонів. У результаті перехід на ТОФСО може знизити частоту відмов та економічні втрати, хоча відсутність кваліфікованих діагностичних бригад ускладнює підтримання ефективної системи обслуговування в сільському господарстві.

1.5 Моніторинг та діагностика електрообладнання силових ТП 10/0,4 кВ

Силові трансформатори часто містять виробничі дефекти, які під впливом експлуатаційних факторів розвиваються далі. Ці початкові дефекти, разом із природними процесами старіння та дією експлуатаційних факторів, поступово погіршують надійність трансформаторів. Перевантаження, підвищення температури навколишнього середовища, пускові режими великих електродвигунів та короткі замикання у мережах, живлених трансформаторами, сприяють перегріву ізоляції та прискорюють її тепловий знос.

На сьогодні для трансформаторів існує 21 вид офіційно визнаних випробувань і контролю, включаючи хроматографічний аналіз газів, розчинених в маслі, та випробування трансформаторів при номінальній напрузі. Значна

частина пошкоджень трансформаторів (близько 25%) пов'язана з помилками персоналу. Причинами таких пошкоджень часто є неналежна експлуатація або неякісний ремонт. Проведення ремонтних робіт на зношених трансформаторах без відповідної діагностики та відновлення характеристик не лише призводить до марнотратства, але й може знизити надійність трансформатора.

Основні види пошкоджень трансформаторів під час експлуатації включають: несправності обмоток, високовольтних вводів, пристроїв РЗ і А, автоматичних вимикачів та пристроїв РПН. Такі проблеми виникають через розвиток дефектів під дією експлуатаційних умов та помилки в монтажі, ремонті або обслуговуванні. До специфічних причин значущих пошкоджень відносяться:

- Знос ізоляції обмоток (24%);
- Пробій ізоляції відводів, порушення контактного з'єднання (21%);
- Внутрішній пробій ізоляції високовольтних вводів (21%);
- Недостатня стійкість до КЗ (10%);
- Пошкодження РПН (10%);
- Інші причини (14%).

Ці пошкодження можна виявити на ранніх стадіях за допомогою діагностичних заходів. Діагностика технічного стану трансформаторів дозволяє вчасно попереджати аварійні ситуації, значно знижувати витрати на ремонти, оцінювати реальний стан обладнання та визначати залишковий ресурс його працездатності.

За кордоном системи моніторингу силових трансформаторів набули значного поширення, оскільки вони дозволяють запобігти до 95% відмов електрообладнання. Розрахунок ймовірності P_{nom} наближення відмови проводиться за формулою [5]:

$$P_{nom} = f \cdot \sum (r_n \cdot d_n), \quad (1.1)$$

де r_n - ризик відмови для кожної складової трансформаторної підстанції,

f - інтенсивність відмов електрообладнання силових трансф-ів на рік,

d_n - ступінь визначення дефекту електрообладнання силових трансф-ів в кожній його складовій.

Знаючи ймовірність наближення відмови, можна обчислити економію від запобігання такій відмові, помноживши цей показник на витрати у випадку відмови E_{mul} , які визначаються як половина вартості нового силового трансформатора C_{nt} . Таким чином, річна економія складе [5]:

$$P_{nom} = f \cdot \sum (r_n \cdot d_n), \quad (1.2)$$

Воспользоваться этой формулой возможно в том случае, когда уже набраны статистические данные по рискам отказов конструктивных частей трансформаторов r_n и по степеням выявления дефектов конструктивных частей трансформаторов d_n , что имеет место быть, например, в Германии.

Основні завдання діагностики трансформаторів: Виявлення дефектів та пошкоджень; Оцінка функціональної справності обладнання; Визначення можливості продовження експлуатації без ремонту; Визначення обсягу ремонту за потреби; Оцінка залишкового терміну служби та можливості його продовження.

Принципи діагностики трансформаторів включають:

1. Використання неруйнівних методів контролю;
2. Застосування надійних діагностичних засобів;
3. Діагностика без відключення обладнання, коли це можливо;
4. Впровадження єдиних інформаційно-діагностичних систем для швидкого доступу до даних про стан обладнання.

Параметри моніторингу. Ефективна діагностика та моніторинг трансформаторів передбачає контроль: Вмісту газів у трансформаторному маслі; Вмісту вологи в маслі; Параметрів теплового режиму трансформатора (температури обмоток); Рівнів часткових розрядів; Токів витoku, $\tan \delta$ та ємності високовольтних вводів; Рівня масла в баку трансформатора та РПН.

Застосування систем моніторингу подовжує строк служби трансформаторів, усуваючи зайві планові технічні обслуговування. Нові трансформатори часто оснащені розширеними системами моніторингу, які збирають і аналізують дані в реальному часі. Ключові задачі моніторингу включають:

1. Оцінку технічного стану трансформатора;
2. Оцінку залишкового ресурсу;
3. Підвищення ефективності та скорочення часу ремонту.

Виклики та рекомендації. У сільських районах, особливо в ТП 6-10/0,4 кВ, впровадження систем моніторингу обмежене через зношене обладнання. Моніторинг трансформаторів у робочому стані є перспективним підходом, оскільки він дозволяє проводити технічне обслуговування за станом, підвищуючи надійність без відключення від мережі. Зарубіжний досвід свідчить, що системи моніторингу можуть запобігти до 95% відмов обладнання. Ймовірність наближення відмови, P_{nom} , можна розрахувати для оцінки економії від її попередження за допомогою відповідних формул ризику. Проте досягнення надійних розрахунків залежить від наявності достатніх статистичних даних для різних типів трансформаторів, що не завжди можливо для кожного обладнання.

Для сільських підстанцій оптимальною є система моніторингу з мінімальними змінами інфраструктури, що дозволяє додати необхідні функції діагностики без значного підвищення вартості. Розумна організація системи моніторингу на трансформаторах передбачає встановлення первинних датчиків, інтегрованих із диспетчерською системою для створення єдиної SCADA-системи. Впровадження обслуговування за станом та моніторинг дозволяють оптимізувати витрати, підвищити надійність і своєчасно виявляти дефекти, які можуть призвести до дорогих ремонтів або відмови обладнання.

1.6 Фактори впливу на пошкодження силових трансформаторів 10/0,4 кВ

Надійність силових трансформаторів забезпечується лише за умови дотримання всіх правил експлуатації та поводження з трансформатором. Відхилення від цих правил, а також порушення технологічної дисципліни на заводі-виробнику або правил монтажу і транспортування призводять спочатку до їхньої ненормальної роботи, а згодом - до виходу з ладу, що потребує ремонту

[6]. У таблиці 1.2 наведено узагальнені дані з найпоширенішими причинами пошкоджень трансформаторів I-II габаритів та їх відсотковий розподіл.

Таблиця 1.2 - Причини пошкоджень силових трансформаторів

Причини пошкоджень	Число пошкоджень, %
Грозові перенапруги	5,5
Заводські дефекти	50,0
Експлуатаційні дефекти	13,0
Старіння ізоляції	3,5
Низька якість ремонту або монтажу	10,0
Інші дефекти	18,0
Разом	100

Порушення роботи системи охолодження, зволоження масла та ізоляції, неправильна заливка масла з доступом повітря – це деякі з численних дефектів, які можуть призвести до виходу трансформатора з ладу через експлуатаційні причини. Трансформатори I-II габаритів зазвичай експлуатуються на підстанціях без обслуговуючого персоналу, тому їхня надійність багато в чому залежить від кваліфікації працівників, які здійснюють нагляд.

Найбільш слабкі та схильні до пошкоджень вузли наведені в таблиці 1.3, ґрунтуючись на статистичних даних.

Діагностика стану обладнання в основному здійснюється в робочих умовах, особливо в умовах граничних навантажень. Такий підхід не вимагає інформації про попередні характеристики, але передбачає розуміння конструкції обладнання та інформацію про критичні режими в минулому.

Методи діагностики трансформаторів поділяються на чотири групи. Перша включає роботи, що не потребують контакту з трансформатором. Друга – роботи з дотиком до трансформатора або його допоміжних пристроїв без відключення. Третя група охоплює роботи на вимкненому трансформаторі. Четверта група стосується обладнання, виведеного в ремонт.

Для більш повного моніторингу стану трансформаторів застосовується хроматографічний аналіз газів, розчинених у маслі, який демонструє задовільні

результати. У випадку підвищення температури масла слід перевірити систему охолодження та інші можливі внутрішні пошкодження.

Таблиця 1.3 - Розподіл пошкоджуваних вузлів силових трансформаторів

Пошкоджений електротехнічний вузол	Доля в загальній кількості пошкодж, %
Міжвиткова ізоляція	22,0
Вводи трансформатора	18,0
Обмотки та ізоляція	15,5
Перемикачі відгалужень	13,0
Струмопровідні частини	7,0
Бак масляний	7,0
Міжфазна ізоляція	4,5
Сталь активної частини	2,0
Відводи трансформатора	2,0
Радіатор (охолодження)	2,0
Інші не враховані пошкодження	7,0
Разом	100

На рис. 1.3 приведена схема системи тепловійної діагностики.

Методи теплового моніторингу, такі як тепловізійне дослідження, дозволяють отримати інфрачервоне зображення температурних полів трансформатора. Незважаючи на високу вартість тепловізійного обладнання, цей метод забезпечує додаткову інформацію про стан об'єкта та може використовуватися як періодичний контроль.

З огляду на ці чинники, для діагностики було обрано чотири основних фактори, доступних для контролю оперативною бригадою: фактор X4 – середнє навантаження трансформатора; фактор X3 – рівень масла; фактор X2 – температура масла в найбільш нагрітому місці; фактор X1 – температура навколишнього середовища.

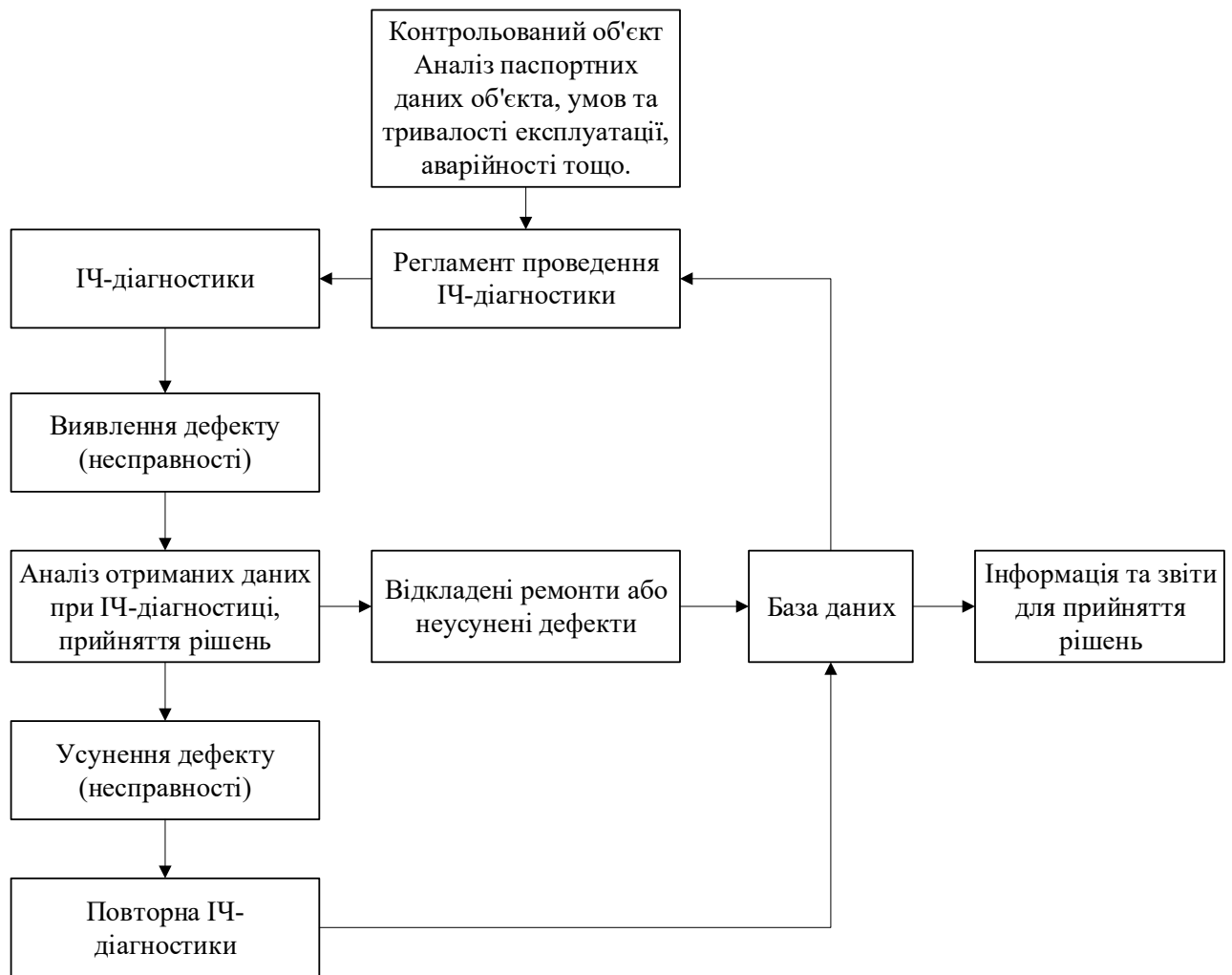


Рисунок 1.3 - Система інфрачервоної діагностики електрообладнання ТП

1.7 Аналіз діагностичних факторів силових трансформаторів

Сучасні дослідження пропонують широкий спектр методів діагностики стану силових трансформаторів, включаючи використання високоточного діагностичного обладнання та методів, що виходять за межі регламентованих заходів [7]. Проте впровадження таких методів часто вимагає наявності висококваліфікованого персоналу, що є обмеженим ресурсом у галузі через бюджетні обмеження. Наявна ситуація обумовлює високу ступінь зносу обладнання на ТП, що постачають енергію сільськогосподарським об'єктам. Цей фактор, у поєднанні з нестачею інвестицій на заміну застарілого обладнання, ускладнює оцінку залишкового ресурсу та потребує пошуку шляхів продовження терміну служби з мінімальними витратами.

Підтримка зношеного обладнання трансформаторних підстанцій (ТП) пов'язана з рядом інформаційних труднощів: висока невизначеність початкової інформації та обмеженість стандартних математичних підходів для аналізу нечітких і якісно неформалізованих даних; вплив людського фактору в критичних ситуаціях, де потрібне оперативне інтелектуальне рішення; необхідність обробки великих обсягів даних і знань, що вимагає залучення експертів, які можуть бути недоступні у потрібний момент; втрата унікального досвіду висококваліфікованих спеціалістів [8,9].

Ці умови вимагають розробки підходів на основі статистичного аналізу, що дозволяє прогнозувати ймовірність відмов обладнання. Статистичні моделі, однак, застосовні лише для незалежних діагностичних факторів, коли кожен дефект проявляється в одному параметрі. Серед чотирьох виділених факторів три (рівень масла, температура навколишнього середовища, навантаження трансформатора) розглядаються як незалежні і впливають на температуру трансформатора, що робить її основним об'єктом моніторингу.

Одним із аналітичних інструментів є коефіцієнт готовності системи, який допомагає оцінити працездатність ТП і визначити вузли з найнижчою надійністю для пріоритетної заміни. Застосування таких підходів, включаючи теорію надійності, експертні опитування та моделювання, дозволяє розробити концепцію обслуговування обладнання на ТП 6-10/0,4 кВ, спрямовану на профілактичне попередження небезпечних дефектів.

1.8 Висновки на основі матеріалу першого розділу

1. Проблеми споживчих ТП: Споживчі трансформаторні підстанції, розташовані на великій території без постійного персоналу, піддаються різноманітним експлуатаційним навантаженням, включаючи симетричні та несиметричні перевантаження, вплив високих температур, струмів короткого замикання та пускових струмів. Відсутність систем дистанційної сигналізації збільшує кількість відмов силових трансформаторів до 3-5% щорічно.

2. Витрата ресурсу ізоляції під впливом режимних чинників: Витрата

ресурсу ізоляції силових трансформаторів обумовлена як режимними чинниками (пускові струми), так і кліматичними умовами (вологість, агресивні середовища), що призводять до фізико-хімічних змін та руйнування ізоляційних матеріалів.

3. Гетерогенність силових трансформаторів і теплові процеси: Силові трансформатори є гетерогенними тілами, тому дослідження теплових перехідних процесів їхніх компонентів має важливе практичне значення, зокрема при циклічному навантаженні. Це є ключовим аспектом для правильного прогнозування ресурсу ізоляції і визначення причин її деградації.

4. Роль надструмів і перевантажень у зношуванні трансформаторів: Надструми, перевантаження та температурні коливання є основними чинниками, що прискорюють старіння ізоляційних матеріалів і збільшують ймовірність відмов трансформаторів. Для зниження цього ризику необхідно проводити ретельний моніторинг цих параметрів і розробляти методи компенсації.

5. Важливість дослідження технічних засобів для збереження ресурсу: Розробка технічних засобів для забезпечення надійності та ресурсозбереження повинна бути спрямована не тільки на припинення роботи в аварійних режимах, але й на полегшення аварійних ситуацій, що дозволяє продовжити роботу обладнання до початку технологічних пауз для проведення діагностики та ухвалення рішень щодо ліквідації проблем.

6. Прогнозування залишкового ресурсу ізоляції та діагностика: Прогнозування залишкового ресурсу ізоляції є важливим етапом для забезпечення надійності силових трансформаторів. Використання методів прогнозування, зокрема на основі математичних моделей та нейронних мереж, дозволяє своєчасно виявляти потенційні проблеми та вживати заходів для їх усунення до виникнення серйозних дефектів.

7. Необхідність систем автоматизованого моніторингу та управління: Для зниження ризиків відмов і продовження терміну служби силових транс-ів необхідно впроваджувати системи автоматизованого моніторингу і управління, що дозволяють здійснювати постійний контроль за станом обладнання і своєчасно реагувати на будь-які відхилення від нормальних режимів роботи.

РОЗДІЛ 2. ОБГРУНТУВАННЯ СПОСОБУ ПІДВИЩЕННЯ НАДІЙНОСТІ ТРАНСФОРМАТОРНИХ ПІДСТАНЦІЙ

2.1 Терміни технічного обслуговування силовий трансформаторів 10/0,4 кВ та їх оптимізація

Проблема, розглянута вище вимагає перегляду підходів до оглядів і обслуговування комплектних трансформаторних підстанцій, щоб вчасно виявляти приховані дефекти, що можуть призвести до відмови обладнання. Необхідна оптимізація технічного обслуговування цих об'єктів. Дослідження показують, що для підвищення надійності доцільно враховувати витрати на обслуговування. Існує метод оптимізації функції готовності [4, 10, 13], приймаючи коефіцієнт готовності як показник надійності. Вартість оглядів за рік можна подати як функцію, що залежить від періодичності профілактики.

$$S(t_{TO}) = S_0 \cdot n = 8760 \cdot \frac{S_0}{t_{TO}}, \quad (2.1)$$

де n – кількість оглядів електрообладнання за рік, t_{TO} – місячний інтервал між оглядами, S_0 – вартість 1-го профілактичного огляду електрообладнання.

Коефіцієнт готовності (k_z), що враховує приховані відмови, залежить насамперед від частоти проведення ТО, під час якого ці відмови виявляються. Припускаємо, що ймовірність переходу прихованої відмови у явну однакова як наступного дня після огляду, так і безпосередньо перед ним. Тоді середній час виявлення прихованої відмови становитиме половину періоду між оглядами. Це дозволяє представити коефіцієнт готовності як функцію, що залежить від часу відновлення або частоти профілактики, у такій формі:

$$k_z(t_{TO}) = \frac{T_o}{T_o + T_{восм}} = \frac{T_o}{T_o + \frac{t_{TO}}{2}} = \frac{2T_o}{2T_o + t_{TO}}, \quad (2.2)$$

Визначимо вартість профілактичних оглядів:

$$s_{\text{омн}}(t_{\text{ТО}}) = \frac{S(t_{\text{ТО}})}{S_{\text{max}}}, \quad (2.3)$$

де S_{max} - максимальні витрати на ТО для підтримання коефіцієнта готовності $k_e \approx 1$, при $t_{\text{ТО}} = 24$ год.

Визначимо максимальні витрати за наступною формулою:

$$S_{\text{max}} = 8760 \cdot \frac{S_0}{24}. \quad (2.4)$$

Вираз для відносних експлуатаційних витрат ($S_{\text{омн}}$) на одне ТО:

$$s_{\text{омн}}(t_{\text{ТО}}) = \frac{S(t_{\text{ТО}})}{S_{\text{max}}} = \frac{8760 \cdot S_0 \cdot 24}{t_{\text{ТО}} \cdot 8760 \cdot S_0} = \frac{24}{t_{\text{ТО}}}. \quad (2.5)$$

Таким чином маємо дві функції $k_e(t_{\text{ТО}})$ (2.2) і $s_{\text{омн}}(t_{\text{ТО}})$ (2.5), графіки яких зображені на рис. 2.1.

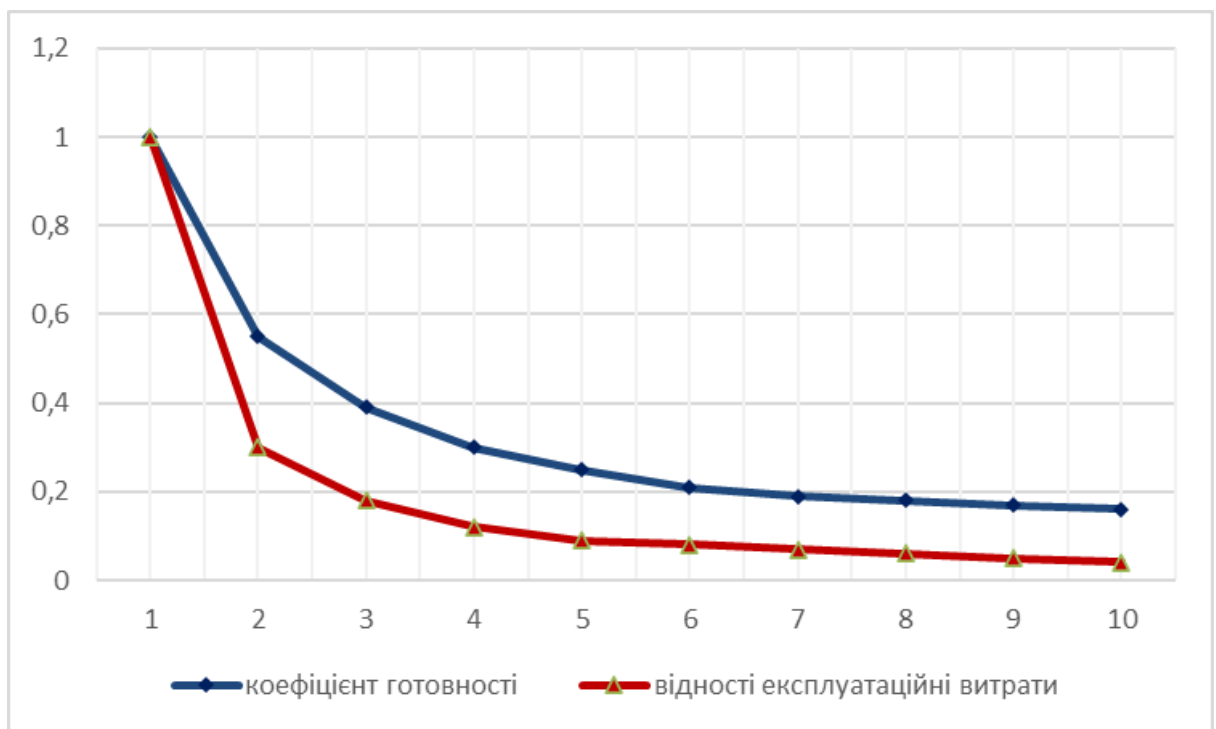


Рисунок 2.1 – Залежність k_e та $S_{\text{омн}}$ від періодичності технічного обслуговування.

Як видно з цих графіків, витрати на експлуатацію та надійність знижуються з різною швидкістю. З економічної точки зору доцільно підвищувати надійність електроустановки, доки витрати на її підтримку зростають повільніше, ніж сама надійність. Це можна виразити так:

$$\frac{dk_z}{dt} = m \frac{ds_{omn}}{dt}, \quad (2.6)$$

де m – коеф. приросту швидкості зміни експлуатаційних витрат.

Час із рівняння (2.6), є оптимальним інтервалом між профілактичними оглядами. При $m = 1$ приріст експлуатаційних витрат відповідає приросту надійності, що економічно вигідно для забезпечення високої надійності. Це рекомендовано для підстанцій першої категорії надійності. Для більшості сільських споживачів оптимальним є значення коефіцієнта 2.

Розв'яжемо (2.6) коли $m = 1$, підставивши у нього вирази (2.2) та (2.5):

$$\begin{aligned} \frac{d\left(\frac{2T_0}{2T_0+t_{TO}}\right)}{dt} &= \frac{d\left(\frac{24}{t_{TO}}\right)}{dt}; \\ -2\frac{T_0}{(2T_0+t_{TO})^2} &= -\frac{24}{t_{TO}^2}; \\ 2T_0 \cdot t_{TO}^2 &= 24 \cdot (2T_0+t_{TO})^2 \end{aligned} \quad (2.7)$$

Після необхідних математичних перетворень ми отримаємо вираз:

$$(24-2T_0) \cdot t_{TO}^2 + 96T_0 t_{TO} + 96T_0^2 = 0. \quad (2.8)$$

Помножимо обидві частини рівняння на -1:

$$(2T_0-24) \cdot t_{TO}^2 - 96T_0 t_{TO} - 96T_0^2 = 0. \quad (2.9)$$

Розглянемо коефіцієнт при t_{TO}^2 : подвійний час наработки до відмови значно перевищує 24 год. (наработка обладнання становить близько року або 8760 год.:

$$2T_0 \cdot t_{TO}^2 - 96T_0 t_{TO} - 96T_0^2 = 0. \quad (2.10)$$

Знайдемо корені рівняння:

$$t_{TO1,2} = 24 \pm 4\sqrt{3(12+T_0)}. \quad (2.11)$$

У підкореневому виразі сумується 12 годин і час наработки до відмови, який значно перевищує 12 годин, тому отримаємо таке вираження:

$$t_{TO} = 24 + 4\sqrt{3T_0}. \quad (2.13)$$

Таким чином оптимальний коефіцієнт готовності k_z буде визначено:

$$k_{z\text{ опт}} = \frac{2T_o}{2T_o + t_{TO}} = \frac{2T_o}{2T_o + 24 + 4\sqrt{3T_o}} = \frac{T_o}{T_o + 12 + 2\sqrt{3T_o}}. \quad (2.14)$$

Значення оптимального коефіцієнта готовності k_z залежить від середнього часу наробки до відмови. Результати розрахунку коефіцієнта готовності та оптимальної періодичності технічного обслуговування наведено в таблиці 2.1.

Таблиця 2.1 – Результати розрахунку оптимальних значень коефіцієнта готовності k_z та періодичності технічного обслуговування ($m = 1$).

Розрахункові показники	Наработка на відмову						
	0,12	0,5	1	1,5	2	2,5	3
Періодичність ТО, (t_{TO})	10	20,2	28,1	34,2	39,3	43,8	47,9
Коеф. готовності, (k_z)	0,892	0,951	0,967	0,973	0,977	0,979	0,981

Аналогічно розв'яжемо рівняння (2.7) для другого випадку, коли $m = 2$:

$$\frac{d\left(\frac{2T_o}{2T_o + t_{TO}}\right)}{dt} = 2 \frac{d\left(\frac{24}{t_{TO}}\right)}{dt} \Rightarrow -\frac{2T_o}{(2T_o + t_{TO\text{опт}})^2} = -\frac{48}{t_{TO\text{опт}}^2}; \quad (2.15)$$

$$2T_o \cdot t_{TO\text{опт}}^2 = 48 \cdot (2T_o + t_{TO\text{опт}})^2 \Rightarrow T_o \cdot t_{TO\text{опт}}^2 = 24(2T_o + t_{TO\text{опт}})^2 \quad (2.16)$$

Звідси:

$$(2T_o - 24) \cdot t_{TO\text{опт}}^2 - 192T_o t_{TO\text{опт}} - 192T_o^2 = 0. \quad (2.17)$$

В результаті отримаємо квадратне рівняння:

$$t_{TO\text{опт}}^2 - 96t_{TO\text{опт}} - 96T_o = 0. \quad (2.18)$$

Звідси для оптимальної періодичності ТО:

$$t_{TO\text{опт}} = 48 + 4\sqrt{6T_o}. \quad (2.19)$$

Тоді оптимальний коефіцієнт готовності буде визначений:

$$k_{z\text{ опт}} = \frac{2T_o}{2T_o + t_{TO}} = \frac{2T_o}{2T_o + 48 + 4\sqrt{6T_o}} = \frac{T_o}{T_o + 24 + 2\sqrt{6T_o}}. \quad (2.20)$$

Результати розрахунку коеф. готовності k_z та оптимальної періодичності технічного обслуговування наведено в таблиці 2.2.

Таблиця 2.2 – Оптимальне значення коефіцієнта готовності та періодичності ТО ($m = 2$).

Розрахункові показники	Наработка на відмову						
	0,23	0,5	1	1,5	2	2,5	3
Періодичність ТО, (t_{TO})	20,1	29,1	40,3	48,9	56,1	62,5	68,3
Коеф. готовності, (k_z)	0,891	0,928	0,949	0,959	0,965	0,978	0,972

Також виконаємо розрахунки для $m = 3$:

$$t_{TO_{optm}} = 72 + 4\sqrt{9T_o};$$

$$k_{z_{optm}} = \frac{2T_o}{2T_o + t_{TO}} = \frac{2T_o}{2T_o + 72 + 4\sqrt{9T_o}} = \frac{T_o}{T_o + 36 + 2\sqrt{9T_o}}. \quad (2.21)$$

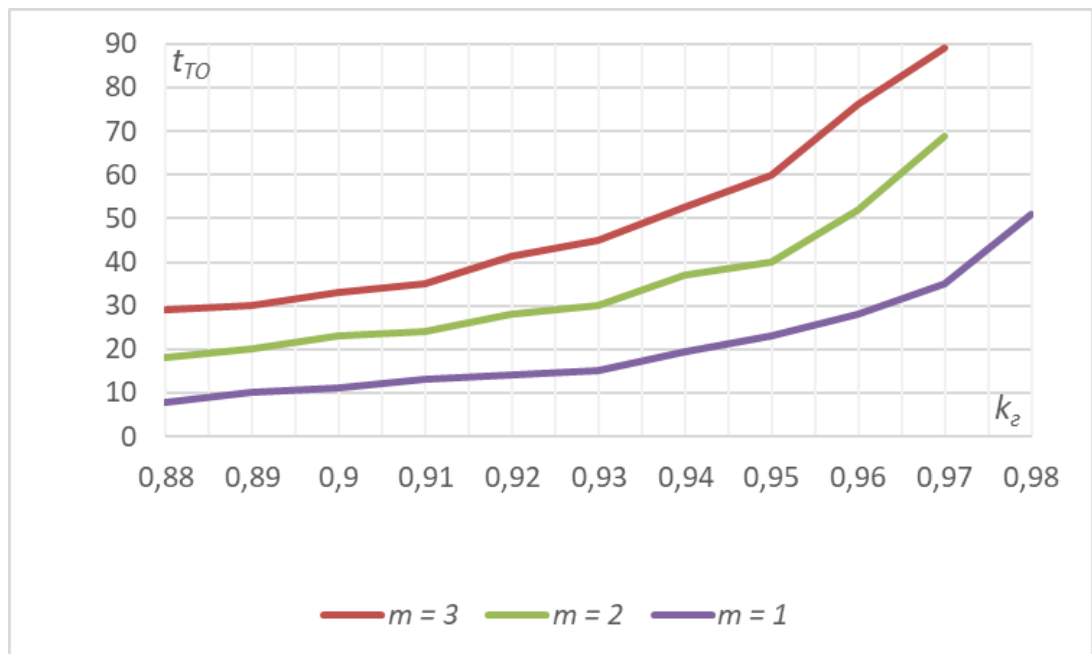


Рисунок 2.2 – Графіки залежності оптимального коефіцієнта готовності (k_z) від періодичності профілактики при різних m .

Далі створимо графіки залежності оптимального коефіцієнта готовності k_z від періодичності профілактики при різних значеннях m (рис. 2.2). З графіків на рисунку 2.2 видно, що зона оптимальних значень періодичності ТО для споживачів 1-ої категорії знаходиться в межах від 10 ... 48 днів, для 2-ої категорії - від 20 ... 68 днів, для 3-ої категорії - від 30 ... 84 днів.

Результати розрахунку коефіцієнта готовності та оптимальної періодичності технічного обслуговування наведені в таблиці 2.3.

Таблиця 2.3 – Результати розрахунку оптимальних значень коефіцієнта готовності та періодичності ТО при ($m=3$).

Розрахункові показники	Наработка на відмову						
	0,33	0,5	1	1,5	2	2,5	3
Періодичність ТО t_{TO} , днів	30,1	36,2	49,9	60,5	69,4	77,2	84,4
Коеф. готовності k_g	0,891	0,912	0,938	0,949	0,957	0,962	0,965

2.2 Комплексний показник надійності для силових трансформаторів напругою 10/0,4 кВ

Для подальших розрахунків показників надійності обладнання ТП необхідно визначити найбільш уразливі елементи зношеного обладнання. Частка відмов по різних видах обладнання підстанцій (таблиця 2.4).

Таблиця 2.4 – Розподіл кількості відмов по видах обладнання трансформаторних підстанцій.

Електрообладнання силових трансформаторів	Відмови, %
РЗ та А з автоматичними вимикачами	35,29
Ізолятори	21,06
Силові трансформатори	9,685
КРУ і КРУН	3,375
Масляні вимикачі	9,26
Роз'єднувачі	4,63
Шини збірні	4,67
Вимірювальні ТТ	2,17
Вимірювальні ТН	1,28
Розрядники	3,37
Запобіжники	2,58
Ланцюги керування вимикачами	1,29
Вакуумні вимикачі	0,86
Обмежувачі перенапруг	0,48
Разом по електрообладнанню	100

Найвищу частку відмов (35,29%) мають РЗтаА з автоматичними вимикачами, що становить майже третину всіх відмов. Ізолятори є другим за частотою відмов видом обладнання, маючи 21,01% від усіх випадків. Силкові трансформатори та масляні вимикачі становлять 9,66% і 9,24% відповідно, що свідчить про їх важливий внесок у загальну кількість відмов. Інші види обладнання, як-от шини збірні, роз'єднувачі, КРП і КРПН, мають менші показники відмов, але все ще значно впливають на надійність системи. Вакуумні вимикачі та обмежувачі перенапруг мають найнижчий відсоток відмов (0,84% і 0,42% відповідно), що свідчить про їх відносно високу надійність у порівнянні з іншими компонентами.

З таблиці 2.4 видно, що найбільша кількість відмов спостерігається в ізоляторах, силових трансформаторах, пристроях РЗіА та автоматичних і масляних вимикачах. Аналізуючи ці показники, можна розрахувати надійність обладнання підстанцій. Пошкодження в таких системах зазвичай спричинені дефектами, які спершу не впливають на роботу і залишаються непомітними. Проте під впливом зовнішніх умов і особливостей режиму роботи приховані дефекти поступово розвиваються, перетворюючись на явні несправності, що можуть викликати аварійні ситуації.

ТП складається з окремих елементів, чий відмови зазвичай є незалежними й підкоряються власним законам розподілу. Після приробки їх потоки стають ординарними та стаціонарними. Для елементів із перевищеним терміном експлуатації відмови описуються нормальним розподілом, а для тих, що працюють у нормативний період, — експоненціальним. Потік відмов усієї системи, що складається з таких елементів, стає простим і підкоряється експоненціальному закону. Збільшення кількості компонентів підсилює наближення до простого розподілу, що властиве сучасним ТП з розширеною комплектацією. Маючи дані про частоту відмов за типами обладнання та кількість ТП, можна обчислити інтенсивність відмов для кожного виду обладнання на одній підстанції. [11]:

$$\lambda = \frac{1}{N} = \frac{N_{ТП}}{N_i}, \quad (2.22)$$

де $N_{ТП}$ - кількість самих ТП 6-10/0,4 кВ, шт; N_i - кількість відмов за рік за видом електро-ня для всіх ТП, N - кількість відмов за видом електро-ня на 1-й ТП.

Оскільки трансформаторні підстанції та обладнання функціонують постійно, рік без перерв (8760 годин), час напрацювання до відмови можна обчислити як величину, зворотну інтенсивності відмов. Потім поділяємо загальну кількість відмов на приховані та явні. Наприклад, для трансформаторів і масляних вимикачів всі відмови вважаємо прихованими, а для запобіжників - явними. У випадках, коли відмови мають обидва типи, їх ділимо навпіл. Параметри відмов для кожного типу обладнання трансформаторних підстанцій подано в таблиці 2.5. Час відновлення після явної відмови приймаємо рівним 3 годинам, так само як і середній час ремонту. Приховані відмови можна виявити лише під час чергового профілактичного огляду. Звідси час відновлення прихованого відмови буде визначений за наступною формулою:

$$T_{\text{восст.с.о.}} = \frac{24 \cdot 3 \cdot 30}{2} = 1080 \text{ часов.} \quad (2.23)$$

За умови проведення профілактичних оглядів обладнання ТП один раз на квартал і цілодобової роботи (24 години на добу), час відновлення обчислюється як інтервал роботи між оглядами. Коефіцієнт 2 у знаменнику вказує на рівні ймовірності відмови як наступного дня після огляду, так і безпосередньо перед наступною перевіркою. Ми припускаємо, що під час ТО виявляються всі приховані відмови. У разі такої відмови ТП переходить у режим, де існує ризик переходу від прихованої відмови до явної, що веде до її несправності - це й обґрунтовує коефіцієнт готовності. Частіше проведення профілактики знижує ймовірність прихованих відмов, підвищуючи загальну надійність системи.

Досліджено, що коефіцієнт готовності k_e для трансформаторних підстанцій (ТП) 6-10/0,4 кВ, обчислений за формулою (2.24) з урахуванням даних таблиці 2.5, становить 0,6583.

Таблиця 2.5 – Результат параметрів k_z трансформаторних підстанцій за умов поділу відмов на явні та приховані.

Електрообладнання силових трансформаторів	Час відновлення (T_{vi}), год	Інтенсивність відмов	Середній час роботи на відмову (T_{oi}), год	Співвідношення T_{vi} / T_{oi}	Середній час роботи до прихованого відмову (T_{oj}), год	Співвідношення T_{vj} / T_{oj}
Силові трансф-ри	3	1,6445	14402,07	0,000209	14402,12	0,07499,1
Ізолятори	3	0,7556	13249,01	0,000227	13249,11	0,08151,3
Шини збірні	3	3,4369	30112,24	0,000101	30112,35	0,03587,3
Масляні вимикачі	3	1,7189	15056,09	0,000197	15056,23	0,07173,2
КРП і КРПН	3	4,7269	82809,14	0,000037	82809,12	0,01304,2
Роз'єднувачі	3	3,4368	30112,12	0,000101	30112,41	0,03587,1
Запобіжники	3	6,3019	55206,44	0,000055	-	-
Розрядники	3	4,7268	41404,48	0,000073	41404,33	0,02608,3
РЗіА з автомат.вимик	3	0,4519	7887,691	0,000381	7887,28	0,13694,2
Вимірювальні ТС	3	7,5619	66247,51	0,000046	66247,34	0,01630,1
Кола кер. вимикачам	3	12,6039	220823,35	0,000015	220823,41	0,00489,4
Вимірювальні ТН	3	12,6039	110412,41	0,000028	110412,19	0,00978,3
Обмежувачі перенап	3	37,8119	331235,44	0,000008	331235,47	0,00326,3
Вакуумні вимикачі	3	18,9059	165617,51	0,000019	165617,26	0,00652,4

Розрахунок комплексного показника надійності – коеф. готовності k_z для ТП доцільно виконувати за виразом [10,12]:

$$k_z = \frac{1}{1 + \sum_i^n \frac{T_{vi}}{T_{oi}} + \sum_j^m \frac{T_{vj}}{T_{oj}}}, \quad (2.24)$$

Оптимізація готовності можлива шляхом переведення прихованих відмов у явні, що знижує ймовірність пошкоджень. При реалізації всіх таких перетворень коефіцієнт готовності зростає до 0,9979, але це потребує значних капіталовкладень на модернізацію ТП або впровадження систем моніторингу стану кожного елементу. Іншим шляхом є зменшення часу відновлення прихованих відмов. Наприклад, якщо ТП перевіряти щомісяця (відновлення зменшене до 360 год), готовність збільшиться до 0,8521; при огляді кожні 3 тижні

(252 год) - до 0,8915. Для досягнення $k_2 = 0,9606$, $k_2 = 0,9606$, $k_2 = 0,9606$ обслуговування має проводитись щотижнево, але це суттєво підвищить витрати на обслуговування, особливо через часті виїзди персоналу.

Альтернативний підхід - виділення найбільш вразливих елементів ТП, таких як силовий трансформатор і пристрої РЗіА та автоматичні вимикачі, для яких переведення прихованих відмов у явні дасть оптимальний результат. При цьому готовність підвищується до 0,9062 (дані таблиці 2.6). Такий підхід є доцільнішим для забезпечення ефективності надійності без зайвих витрат.

Таблиця 2.6 – Параметри k_2 трансформаторних підстанцій при переведенні прихованих відмов у явні.

Електро обладнання	Інтенсивність відмов	T_{ej} , час відновлення прихованої відмови, год	T_{oj} , напрацювання на приховану відмову, год	T_{ej}/T_{oj}	T_{ei} , час відновлення явної відмови, год	T_{oi} , напрацювання на явну відмову, год	T_{ei}/T_{oi}
Силові транс-ри	1,655	1080,0	0,0	0	3,0	14402,1	0,000209
Ізолятори	0,767	1080,0	13249,4	0,027173	3,0	13249,2	0,000227
Шини збірні	3,448	1080,0	30112,5	0,011956	3,0	0,0	0,0
КРУ та КРУН	4,738	1080,0	82809,3	0,004346	3,0	82809,4	0,000037
Вимір.трансф.(І	7,573	1080,0	66247,3	0,005435	3,0	0,0	0,0
Масляні вимика	1,723	1080,0	15056,4	0,023912	3,0	0,0	0,0
Вимір.трансф.У	12,594	1080,0	110412,3	0,003263	3,0	0,0	0,0
Роз'єднувачі	3,444	1080,0	30112,2	0,011954	3,0	0,0	0,0
Ланцюги вимикачами	12,591	1080,0	220823,1	0,001631	3,0	220823,4	0,000015
Розрядники	4,731	1080,0	41404,7	0,008694	3,0	0,0	0,0
Запобіжники	6,291	1080,0	0,0	0	3,0	55206,3	0,000055
Вакуум. вимика	18,899	1080,0	165617,2	0,002175	3,0	0,0	0,0
РЗіА з автом.ви	0,449	1080,0	0,0	0	3,0	3943,2	0,000762
Обмежувачі перенапруги	37,809	1080,0	331235,3	0,001088	3,0	0,0	0,0
Загалом по обла				0,10221			0,00132

Для підвищення надійності роботи ТП з обладнанням, що перевищує свій нормативний строк експлуатації, з аналізу представлених даних пропонуються два основні шляхи. Перший — часткова заміна критично важливого обладнання, яке найбільше впливає на загальний коефіцієнт готовності, таких як силові трансформатори та пристрої релейного захисту та автоматики (РЗіА). Заміна цих елементів дасть можливість збільшити коефіцієнт готовності системи з $k_2 = 0,6584$ до $k_2 = 0,9063$.

Альтернативою цьому підходу є впровадження системи моніторингу стану для раннього виявлення прихованих дефектів у трансформаторах і апаратурі РЗіА. Впровадження системи моніторингу або додаткових діагностичних параметрів дозволить оперативно реагувати на перші ознаки зносу обладнання, знижуючи ризик відмов і підвищуючи коефіцієнт готовності.

Другий шлях - оптимізація періодичності ТО, що може підвищити коефіцієнт готовності з $k_2 = 0,6585$ до наступних значень:

- $k_2 = 0,9608$ при ТО один раз на тиждень;
- $k_2 = 0,8917$ при ТО один раз на три тижні;
- $k_2 = 0,8523$ при ТО один раз на місяць.

Цей варіант вимагає розробки нових підходів до проведення ТО, які дозволять підвищити його ефективність та скоротити час на виконання. Введення діагностичних інструментів, які забезпечать швидке й надійне визначення поточного стану обладнання, допоможе знизити ризики утворення дефектів. Для вибору оптимального шляху підвищення надійності необхідно враховувати економічну категорію сільськогосподарського підприємства, що забезпечить оптимізацію витрат на впровадження відповідних заходів.

2.3 Визначення параметрів діагностики для виявлення прихованих відмов у трансформаторі

На основі отриманих статистичних даних було виділено основні типи дефектів, що виникають у силових трансформаторах з тривалим терміном

експлуатації. Так, найбільшу частку дефектів займають проблеми з системою охолодження, високовольтними вводами, а також зниження якості масла, що негативно впливає на ізоляцію і загальний стан трансформатора. У табл. 2.7 наведено розподіл дефектів за типами, який показує, що саме ці компоненти трансформатора потребують особливої уваги в діагностиці для забезпечення його надійності [14,15].

Виходячи з аналізу, доцільно визначити такі ключові діагностичні параметри для моніторингу прихованих дефектів:

1. Температура масла і намоток – відображає ефективність охолодження та ймовірність перегріву.
2. Вологість масла – показує ризик зниження діелектричних властивостей ізоляції.
3. Вміст розчинених газів – вказує на початкові ознаки дефектів у вигляді локальних перегрівів або часткових розрядів.
4. Електрична напруга високовольтних вводів – допомагає виявляти ознаки пошкоджень на ранніх етапах.
5. Стан ізоляції – визначає рівень старіння матеріалів і їхню здатність витримувати робочі напруги.

Ці параметри дозволяють оцінити стан трансформатора та своєчасно виявити приховані відмови, що знижує ризик аварійних ситуацій. Впровадження регулярного моніторингу цих показників може значно покращити надійність і безперервність електропостачання споживачів.

Ця таблиця відображає найпоширеніші типи дефектів, які можна використовувати для визначення основних діагностичних факторів стану трансформатора.

У [16,17] запропоновано та обґрунтовано наступні діагностичні параметри для контролю стану трансформатора: Температура трансформатора T_{tr} ; Рівень масла $I_{масло}$; Температура навколишнього середовища T_{cp} ; Навантаження (струм вторинної ланцюга) I .

Таблиця 2.7 - Розподіл дефектів у силовому трансформаторі.

Місце виникнення дефекту	Частка, %	Кількість випадків
Високовольтні вводи ТП	14,40	92
Деформація обмоток	1,57	10
Зволоження твердої ізоляції	4,02	26
Забруднення твердої ізоляції	5,26	34
Система охолодження ТП	22,84	146
Старіння трансформаторного масла	7,47	48
Виділення газів у маслі	9,04	58
Забруднення масла	2,16	14
Розпресування магнітопроводу	4,01	26
Дефекти в пристрої регулятора напруги	7,17	46
Течі по ущільненням (прокладки)	6,87	44
Розпресування обмоток в ТП	6,51	42
Пошкодження в ШАОТ	1,26	8
Інші встановлені дефекти	7,68	49

Ці параметри вибрані завдяки їх високій інформативності для визначення стану обладнання, а також тому, що їх моніторинг не потребує дорогого обладнання або наявності високо кваліфікованого персоналу. Комбінація різних рівнів цих діагностичних параметрів дозволить виявляти приховані відмови на ранніх стадіях, переводячи їх у розряд явних.

Тепловий стан трансформатора T_{tr}^o можна виразити як функцію трьох аргументів:

$$T_{tr}^o = F(T_{ср}^o, I_{масло}, I). \quad (2.25)$$

З точки зору теорії множин, стан трансформатора можна представити як перетин трьох незалежних множин, кожна з яких характеризує один із параметрів:

$$T_{tr}^o = \max \{ T_{ср}^o, I_{масло}, I \}. \quad (2.26)$$

По суті, тепловий стан трансформатора T_{tr}^o у виразі (2.26) буде функцією часу, оскільки важливим є тривалість впливу кожного з факторів. Теплові моделі

трансформаторів детально розглянуті в ряді робіт [3, 18,19], де температура трансформатора є функцією кількох змінних, кількість яких визначає порядок похідної в розрахунках. Подібні рівняння є складним математичним апаратом, який детально описує теплові процеси всередині трансформатора, але ці моделі мають обмежене практичне застосування через свою складність.

Ми пропонуємо розглянути температуру трансформатора як функцію трьох діагностичних факторів (2.26). Кожен з параметрів у формулі (2.26) буде змінюватися в широкому діапазоні значень. Тому, для опису теплового стану трансформатора, скористаємося диференціальним виразом, застосувавши закон охолодження Ньютона.

$$\frac{dT}{dt} = \alpha \cdot (T_{mp}^o - T_{cp}^o), \quad (2.27)$$

де α - коефіцієнт теплопередачі, що залежить від характеристик системи охолодження сил.трансформатора, зокрема від стану та рівня масла в його баку.

Розглянемо випадок визначення коефіцієнта теплопередачі для трансформатора під навантаженням. У цьому режимі нагрів і охолодження трансформатора визначаються виключно рівнем навантаження, не враховуючи вплив температури навколишнього середовища та параметрів охолоджувальної системи.

$$\left. \frac{dT}{dt} \right|_{t=0} = \alpha \cdot (T_{mp}^o - T_{cp}^o) = \Delta T \Rightarrow \alpha = \frac{\Delta T}{T_{mp}^o - T_{cp}^o}, \quad (2.28)$$

де ΔT - швидкість зміни температури силового трансформатора (залежить від його ж системи охолодження). В межах обраних діагностичних параметрів ΔT визначатиметься справністю системи охолодження, зокрема рівнем масла в баку трансформатора, і набуватиме стабільного значення за постійної температури навколишнього середовища та заданого рівня масла.

Перепишемо рівняння (2.27) з урахуванням отриманого виразу для коефіцієнта теплопередачі:

$$\frac{dT}{dt} = \frac{\Delta T}{\tau_{mp}^o - T_{cp}^o} \cdot (T_{mp}^o - T_{cp}^o) \quad (2.29)$$

Далі розділимо змінні та розв'яжемо рівняння (2.29) для визначення температури трансформатора:

$$\frac{1}{T_{mp}^o - T_{cp}^o} dT = \frac{\Delta T}{\tau_{mp}^o - T_{cp}^o} dt, \quad (2.30)$$

$$\int \frac{1}{T_{mp}^o - T_{cp}^o} dT = \int \frac{\Delta T}{\tau_{mp}^o - T_{cp}^o} dt, \quad (2.31)$$

$$\ln(T_{mp}^o - T_{cp}^o) = \frac{\Delta T}{\tau_{mp}^o - T_{cp}^o} \cdot t + k, \quad (2.32)$$

$$T_{mp}^o - T_{cp}^o = e^{\frac{\Delta T}{\tau_{mp}^o - T_{cp}^o} \cdot t + k} = K \cdot e^{\frac{\Delta T}{\tau_{mp}^o - T_{cp}^o} \cdot t}. \quad (2.33)$$

Визначимо коефіцієнт K , використовуючи початкові умови: коли $T_{mp}^o = \tau_{mp}^o$ у початковий момент часу $t = 0$:

$$\tau_{mp}^o - T_{cp}^o = K \cdot e^{\frac{\Delta T}{\tau_{mp}^o - T_{cp}^o} \cdot 0} \Rightarrow K = \tau_{mp}^o - T_{cp}^o. \quad (2.34)$$

Запишемо отримане рівняння, що характеризує тепловий стан трансформатора, визначений запропонованими діагностичними параметрами: температурою навколишнього середовища T_{mp}^o , температурою трансформатора τ_{mp}^o (яка залежить виключно від навантаження I) та рівнем масла через швидкість охолодження ΔT :

$$T_{mp}^o = T_{cp}^o + \left(\{ \tau_{mp}^o \} - T_{cp}^o \right) \cdot e^{\frac{\{ \Delta T \}}{\{ \tau_{mp}^o \} - T_{cp}^o} \cdot \{ t \}}. \quad (2.35)$$

Розв'язання рівняння (2.35) є складним завданням у діючому застосуванні, оскільки воно містить не одну, а дві функціональні залежності: ΔT - як функцію системи охолодження (зокрема, рівня масла в баку трансформатора) та τ_{mp}^o -- як

функцію навантаження, i , а також має місце та значення часовий параметр t , які задаються в матричній формі.

Температуру трансформатора у залежності від навантаження можна визначити за затвердженими формулами, наведеними в [20]. Швидкість охолодження у функції рівня масла слід розглядати у відсотках від повного об'єму бака.

Відповідно до представленої математичної моделі теплових процесів у трансформаторі (2.35), за допомогою програмного пакета Octave побудовано графік (рис. 2.3) при постійній температурі навколишнього середовища $t_{cp} = 25$ °С. Представлений графік дає можливість оцінити температуру трансформатора, маючи інформацію про рівень масла та поточне навантаження. До складу приведених формул входять рівень масла та навантаження на вході (температура трансформатора в залежності від навантаження τ_{oil} , вона представлена на Y осі).

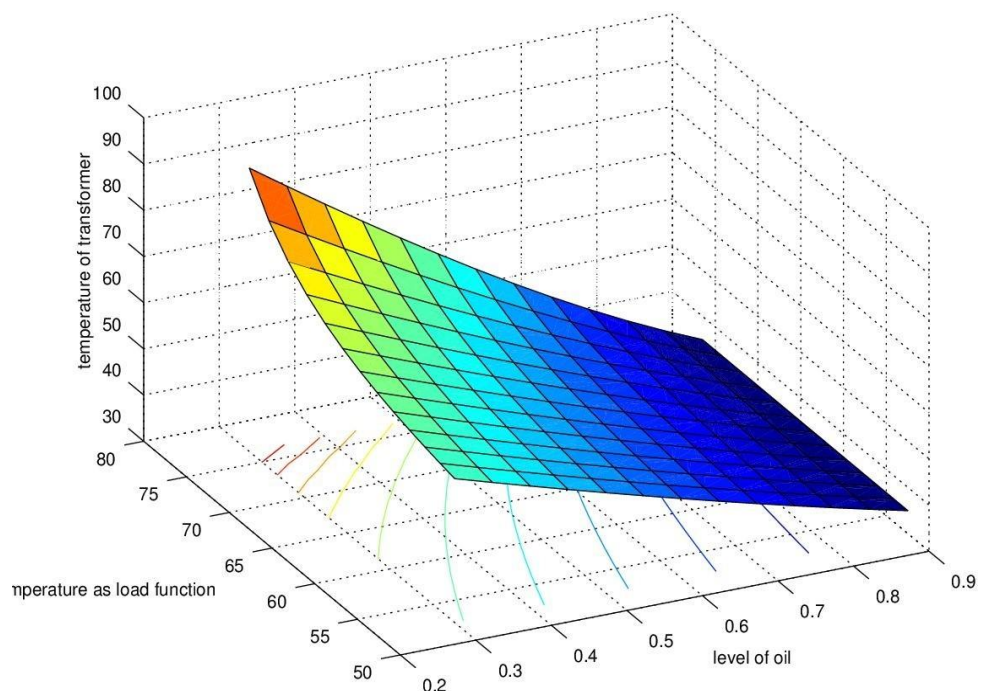


Рисунок 2.3 - Графік залежності температури трансформатора від навантаження та рівня масла.

При певних значеннях температури можуть створюватися умови для розвитку прихованих дефектів. Тому необхідно розробити метод для встановлення зв'язку між діагностичними параметрами та видами потенційних дефектів. Одним із можливих підходів є метод експертних оцінок, коли фахівцям

із значним досвідом пропонується оцінити вплив діагностичних факторів на виникнення внутрішніх дефектів та їхнє перетворення на явні відмови.

2.4. Оцінка стану електрообладнання трансформаторних підстанцій, підходи та методика реалізації

У нашій роботі ми пропонуємо використовувати досвід фахівців, які обслуговують трансформаторні підстанції, для оцінки поточного стану обладнання. Відомо, що на етапі зносу устаткування починають проявлятися дефекти, відсутні під час гарантійного терміну. Прогнозування таких дефектів складне і малопередбачуване.

Аналіз літератури [21-24] свідчить, що спроби аналітичного прогнозування дефектів в зношеному обладнанні не дають універсальних формул для діагностики. Як зазначалося раніше, такі завдання зводяться до роботи в умовах невизначеності та є складними для формалізації. Проте, за даними [23,25,26], досвідчені експлуатаційники можуть із високою ймовірністю виявляти розвиваючі дефекти за непрямими ознаками та наявністю провокуючих факторів, причому понад 70% дефектів силових трансформаторів можна виявити без їх відключення від мережі. Таким чином, для діагностики та виявлення прихованих дефектів у зношеному обладнанні підстанцій доцільно застосовувати метод експертних оцінок. Цей підхід дозволяє аналізувати складні, майже неформалізовані проблеми.

Методика опитування експертів. Важливим етапом є вибір методу опитування. Ми пропонуємо метод Дельфі, що включає два етапи: початкове опитування для оцінки ризикованих факторів та повторне опитування з аргументацією попередніх оцінок. Перший етап буде проведено у форматі онлайн-анкетування для забезпечення анонімності та уникнення конформізму, а також для швидкої обробки великої кількості відповідей. Третім етапом буде інтерв'ю з експертами.

Структура анкети для 1-го етапу опитування складається з кількох блоків:

1. Інформація про експерта (місце роботи, досвід тощо).
2. Дані щодо парку зношеного обладнання та виділення діагностичних ознак на розсуд експерта.
3. Основний блок питань, пов'язаних із комбінаціями діагностичних факторів та ризиком виникнення прихованих дефектів.

На основі зібраних даних за чотирма діагностичними ознаками планується створити просту модель для оцінки стану обладнання. Під «простою моделлю» розуміємо систему діагностики, яка не потребує глибоких спеціалізованих знань та працює на основі принципу «формального нейрона» [27]. Рішення щодо стану обладнання приймається з урахуванням рівня вираженості діагностичних ознак (рис. 2.4). Кожна ознака подається на вхід моделі із відповідним ваговим коефіцієнтом $w_1 \dots w_4$, що відображає ступінь її впливу.



Рисунок 2.4 – Схема діагностичної моделі оцінки стану обладнання

В якості вагових коефіцієнтів пропонується використовувати ймовірність провокування розвитку дефекту або відмови системи через вплив певного діагностичного параметра. Такі ймовірності $w_1 \dots w_4$ можуть бути визначені емпірично на основі експертних оцінок ступеня небезпеки кожного з факторів.

Очевидно, що такі параметри, як рівень масла, температура навколишнього середовища та рівень навантаження, є незалежними один від одного, хоча кожен із них впливає на температуру трансформатора. Водночас сама температура трансформатора виступає основним показником наявності прихованого дефекту або його відсутності (принаймні, його видимих проявів). Виходячи з цього, доцільно розглядати три незалежні діагностичні параметри та їхні комбінації, співвідносячи їх із ключовим фактором - температурою трансформатора.

Оцінка стану обладнання підстанцій без використання спеціальних вимірювальних приладів, лише на основі непрямих проявів дефектів, є прикладом прийняття рішень в умовах невизначеності. У такому випадку експерти зазвичай використовують порівняльні ступені: «більше», «менше», «нижче» тощо. Враховуючи це, визначимо наступні рівні варіювання для діагностичних ознак: «низький», «допустимий», «підвищений».

Розглянемо небезпечні рівні для кожного з факторів:

- навантаження: підвищене, допустиме;
- t_{transx} : підвищений, допустимий;
- рівень масла: низький;
- t_{oil} : підвищений, допустимий.

Для створення бази експертних оцінок визначимо кількість небезпечних комбінацій факторів, використовуючи стандартні формули комбінаторики [19].

$$C_n^m = \frac{n!}{m!(n-m)!}, \quad (2.36)$$

де n - загальна кількість варіацій усіх трьох факторів: $n = 4$ для поєднань двох і більше факторів (оскільки рівень масла має лише одне значення - «низький», і фактично не впливає на кількість комбінацій), $n = 5$ для комбінацій за одним фактором та; m ($m = 1, 2, 3$) - кількість факторів, що поєднуються у відповідні комбінації.

Загальна кількість можливих поєднань діагностичних факторів дорівнює п'яти, оскільки до аналізу беруться такі параметри: допустима і підвищена температура трансформатора, підвищена температура навколишнього середовища, підвищене навантаження та низький рівень масла в баку. Таким чином, загальне число можливих небезпечних комбінацій діагностичних параметрів визначається як:

$$C_4^N = \sum_{i=1}^4 C_4^i = \frac{4!}{3! \cdot 1!} + \frac{4!}{2! \cdot 2!} + \frac{4!}{3! \cdot 1!} + \frac{4!}{4! \cdot 0!} = 15 \quad (2.37)$$

Для випадку «допустимої температури трансформатора» кількість комбінацій решти трьох діагностичних факторів можна розрахувати за

формулою (при цьому враховуються лише екстремальні значення діагностичних параметрів, яких усього три):

$$C_3^N = \sum_{i=1}^3 C_3^i = \frac{3!}{2! \cdot 1!} + \frac{3!}{2! \cdot 1!} + \frac{3!}{3! \cdot 0!} = 7 \quad (2.38)$$

При допустимій температурі трансформатора також розглянемо інші елементи підстанцій, для яких поєднання діагностичних факторів може призвести до розвитку прихованих дефектів. Наступним критичним елементом є пристрої РЗіА та автоматичні вимикачі, де ключовим діагностичним фактором є рівень навантаження. Підвищене навантаження змушує автоматичні вимикачі спрацьовувати й відключати трансформатор. У цьому випадку ми розглядаємо лише один рівень зміни ознаки - «підвищене навантаження».

Ще один вразливий елемент — це шини. Проблеми, пов'язані з виходом з ладу шин, досить детально описані в літературі [28]. Небезпечним фактором для них є перегрів. У цьому випадку два діагностичних фактори (підвищена температура навкол середовища та підвищене навантаження) сприяють розвитку внутрішніх дефектів. Тому кількість небезпечних поєднань для шин буде такою:

- температура навколишнього середовища: підвищена;
- навантаження: підвищене.

Ці небезпечні комбінації для пристроїв РЗА, автоматичних вимикачів і шин вже включені в раніше розраховані поєднання для трансформатора, тому додаткових питань до анкети експертів не потрібно. Проте для кожного поєднання необхідно вказати тип обладнання підстанцій, що розглядається.

Аналогічно до формули (2.37), кількість комбінацій діагностичних факторів при підвищеній температурі трансформатора визначається із додаванням незалежного параметра «підвищена температура трансформатора». Всі можливі комбінації факторів у анкеті для експертів оформлені у вигляді описаних ситуацій, рівень безпеки яких потрібно оцінити.

Онлайн-анкетування для збору даних було проведено через Google Forms. В опитуванні можуть взяли участь досвідчені фахівці: майстри виробничих дільниць, начальники РЕМ зі стажем 10-20 років, а також працівники ремонтних

заводів. За результатами опитування було підтверджено актуальність діагностичних ознак для оцінки стану обладнання підстанцій, а також виявлено додаткові важливі фактори: шум (понад 98 дБ); вібрація; витік масла; перегрів контактів і магнітопроводу; зниження рівня масла; міжвиткові замикання; деформація ізоляції.

Для автоматичних вимикачів було визначено такі діагностичні ознаки: підвищена температура контактів і корпусу; аномальний звук під час роботи (шум, тріск, вібрація); часті відмови через залипання контактів і перегрів розчіплювача.

Щодо шин, ключові ознаки включають: зміна кольору струмопровідних елементів через нагрів; руйнування ізоляції; тріщини на фарфорових ізоляторах.

Основна частина анкети першого етапу зосереджена на зборі інформації про можливі приховані дефекти через комбінації діагностичних факторів. Другий етап опитування мав на меті уточнити дані, отримані під час першого етапу. В результаті було отримано наступні висновки щодо інформативності діагностичних факторів:

1. температура силового трансформатора;
2. температура навколишнього середовища;
3. рівень навантаження силового трансформатора,
4. рівень масла в баку силового трансформатора,

На основі зібраних даних було ідентифіковано небезпечні комбінації факторів та розроблено програму ДЕСТ, яка дозволяє моделювати ці поєднання і прогнозувати відмови підстанційного обладнання.

Застосування методів нечіткої логіки для виявлення дефектів трансформаторів.

Ці джерела можуть бути використані для підкріплення ваших досліджень та обґрунтування запропонованих методів. Вони охоплюють сучасні методи моніторингу, діагностики та використання експертних оцінок в електроенергетичних системах.

На основі проведеного опитування експертів було визначено такі внутрішні дефекти та їх причини:

1. Підвищене навантаження призводить до міжвиткових замикань, пошкоджень стрмопровідних шпильок та магнітопроводу, що спричиняється нерівномірним розподілом навантаження. Це також підвищує температуру масла, що зумовлює його швидке старіння через зростання кислотного числа. Неправильний розподіл навантаження та порушення контактів можуть викликати пошкодження обмоток і магнітопроводу.

2. Висока температура навколишнього середовища сприяє підвищенню температури масла та збільшенню навантаження через додаткове споживання енергії для підтримки кліматичних умов на підприємствах.

3. Низький рівень масла в трансформаторі може призвести до замикань на корпус і перегріву внутрішніх частин обладнання.

4. Підвищена температура трансформатора свідчить про розвиток перелічених вище дефектів та вказує на ненормальні режими роботи обладнання.

Згідно з даними опитування, об'єднане вплив кількох факторів збільшує ризик розвитку дефектів, що підтверджується науковими джерелами [89]. Наприклад, одночасна дія таких факторів, як перегрів і перевантаження, значно прискорює старіння ізоляції, що призводить до міжвиткових замикань. У цьому випадку виникає так званий "лавинний ефект", коли негативний вплив множинних факторів спричиняє прискорене погіршення стану обладнання.

Особливо небезпечним є поєднання факторів "низький рівень масла" та "висока температура навколишнього середовища", що часто призводить до викиду масла та пошкодження ізоляції. Також поєднання підвищеної температури оточення та високого навантаження викликає перегрів обмоток і струмоведучих частин, що може спричинити аварійне відключення автоматичних вимикачів.

Для запобігання аварій та підвищення надійності роботи трансформаторних підстанцій, експерти рекомендують регулярні огляди,

особливо контролюючи рівень масла. Вчасне виявлення перегріву контактів може запобігти серйозним пошкодженням, таким як міжвиткове замикання.

Опитування також підтвердило, що чотирьохфакторна модель оцінки теплового стану трансформаторів дозволяє підвищити коефіцієнт готовності обладнання з 0,6583 до 0,9062 (згідно з формулою 2.2). Це досягається завдяки оцінці стану за основними параметрами: температура трансформатора, температура навколишнього середовища, рівень масла та навантаження.

2.5 Висновки на основі матеріалу другого розділу

1. Розроблено формули для оптимізації коефіцієнта готовності обладнання ТП класу напруги 10/0,4 кВ, що дозволяє визначити оптимальну періодичність проведення технічного обслуговування (ТО) для різних категорій споживачів у сільському господарстві. Для 1-ої групи, що потребує високої надійності енергопостачання, рекомендований інтервал становить від 10 до 48 днів (при коефіцієнті готовності $k_z = 0,891...0,978$); для 2-ої групи - 20-68 днів ($k_z = 0,891...0,972$); для 3-ої - 30-84 дні ($k_z = 0,891...0,965$).

2. Запропоновано формулу для розрахунку коефіцієнта надійності ТП з урахуванням видимих, прихованих відмов та дефектів, що розвиваються. Відповідно до статистичних даних, реальний коефіцієнт готовності типових ТП дорівнює $k_z = 0,6584$, що значно нижче оптимальних значень для всіх економічних категорій сільгоспвиробників. За статистикою відмов найчастіше виходять з ладу силові трансформатори, пристрої релейного захисту та автоматичні вимикачі. Своєчасне запобігання розвитку прихованих відмов цих компонентів може підвищити k_z до 0,9063, що відповідає оптимальним значенням для всіх груп споживачів.

3. Обґрунтовано терміни періодичності проведення ТО для сільських мереж електропостачання. Проведення ТО раз на місяць скорочує час усунення прихованих дефектів до 360 годин, що забезпечує коефіцієнт готовності $k_z = 0,8523$. Огляд кожні три тижні скорочує цей час до 252 годин, підвищуючи k_z до

0,8917. Для досягнення показника $k_z = 0,9608$ періодичність ТО варто скоротити до одного разу на тиждень, що потребує врахування витрат на обслуговування.

4. Розроблено аналітичне вираження для взаємозв'язку діагностичних факторів (температура трансформатора, температура навколишнього середовища, рівень масла в баку, рівень навантаження) та оцінено їхній вплив на тепловий стан трансформатора. Це дозволяє виявляти приховані дефекти та впроваджувати систему експлуатації за технічним станом обладнання.

5. Розроблено 3-етапну процедуру збору експертних оцінок для визначення найпоширеніших відмов обладнання ТП, що включає використання двох анкет та інтерв'ю. На основі результатів експертного опитування визначено типові причини відмов зношеного обладнання ТП класу 10/0,4 кВ та способи своєчасного виявлення небезпечних дефектів. Це досягається шляхом регулярних оглядів з періодичністю, визначеною вище, та використанням чотирифакторної моделі для оцінки теплового стану трансформаторів.

6. Запропоновано метод підвищення комплексного показника надійності, заснований на поєднанні періодичності ТО з економічною категорією споживачів. Це передбачає огляди обладнання за оптимальною періодичністю, використання теплової моделі для діагностики прихованих дефектів та оцінку ризику їх виникнення на основі експертних даних.

РОЗДІЛ 3. АНАЛІТИЧНЕ ДОСЛІДЖЕННЯ НАДІЙНОСТІ КОМПЛЕКТНИХ ТРАНСФОРМАТОРНИХ ПІДСТАНЦІЙ 10/0,4 кВ

3.1 Характеристика фізичних явищ і процесів, які спостерігаються в силовому трансформаторі при його роботі

В первинних обмотках силового трансформатора спостерігаються наступні фізичні явища: явище електричного струму; явище електромагнетизму; явище теплової дії струму; явище електромагнітної індукції (самоіндукції); явище електродинамічних сил між провідниками обмоток, які протікають під дією явища електромагнітної сили.

У вторинних обмотках силового трансформатора спостерігаються наступні фізичні явища: явище електромагнітної індукції (взаємної індукції); явище електричного струму; явище електромагнетизму; явище теплової дії струму. В обмотках силового трансформатора спостерігається процес їх нагрівання.

В магнітопроводі силового трансформатора спостерігаються наступні фізичні явища: явище електромагнітної індукції, яке призводить до появи вихрових електрорушійних сил; явище вихрових струмів; явище теплової дії вихрових струмів; явище гістерезису (перемагнічування); явище нагрівання магнітопроводу під дією гістерезису (перемагнічування). В магнітопроводі спостерігається процес його нагрівання.

Таким чином, в силовому трансформаторі при його роботі спостерігаються втрати активної потужності, які призводять до процесу його нагрівання.

3.2 Аналітичне дослідження процесу нагрівання силового трансформатора

Розглянемо, як нагрівається силовий трансформатор при перевантаженні і побудуємо його перевантажувальну характеристику, під якою будемо розуміти

залежність допустимого часу роботи трансформатора з перевантаженням від кратності струму перевантаження [29].

Спочатку отримаємо рівняння нагріву трансформатора. Будемо вважати трансформатор однорідним тілом. Складемо теплову схему заміщення трансформатора яка наведена на рисунку 3.1.

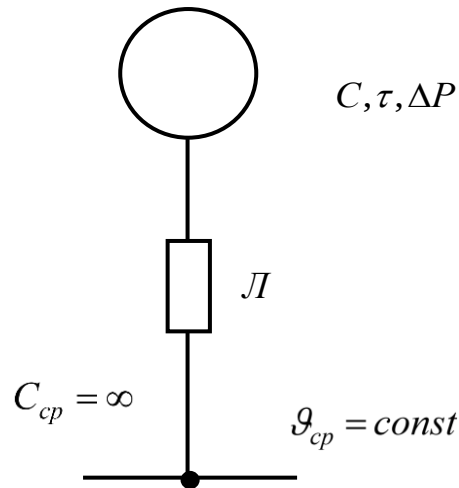


Рисунок 3.1. – Теплова схема заміщення силового трансформатора

Енергія, яка виділяється в силовому трансформаторі, витрачається в двох напрямках: йде на нагрів трансформатора і віддається в навколишнє середовище.

Чим більше температура, до якої нагрівається силовий трансформатор, тим більше енергії віддається у навколишнє середовище. Режим нагріву трансформатора, при якому скільки енергії виділяється в трансформаторі, стільки ж і віддається в навколишнє середовище, називається усталеним.

Енергію, яка витрачається на нагрів силового трансформатора, знаходимо:

$$Cd\tau, \quad (3.1)$$

Енергія, яка витрачається на віддачу в навколишнє середовище:

$$L\pi dt, \quad (3.2)$$

Енергія, яка виділяється в силовому трансформаторі:

$$\Delta P dt, \quad (3.3)$$

Складаємо рівняння теплового балансу силового трансформатора:

$$Cd\tau + L\pi dt = \Delta P dt, \quad (3.4)$$

Перетворимо рівняння для силового трансформатора:

$$\frac{C}{L} \frac{d\tau}{dt} + \tau = \frac{\Delta P}{L}, \quad (3.5)$$

Введемо позначення для спрощення (силового трансформатора):

$$\frac{C}{L} = T, \quad (3.6)$$

Величина T називається постійною часу нагріву силового трансформатора.

$$\frac{\Delta P}{L} = \tau_y, \quad (3.7)$$

Величина τ_y називається усталеним перевищенням температури силового трансформатора. З урахуванням введених позначень рівняння (3.5) перепишемо:

$$T \frac{d\tau}{dt} + \tau = \tau_y, \quad (3.8)$$

Вирішивши це рівняння, отримаємо для силового трансформатора:

$$\tau = \tau_y \left(1 - e^{-\frac{t}{T}} \right) + \tau_{\text{поч}} e^{-\frac{t}{T}}, \quad (3.9)$$

Побудуємо графіки навантаження і нагрівання силового трансформатора, які наведені на рисунках 3.2 та 3.3 відповідно

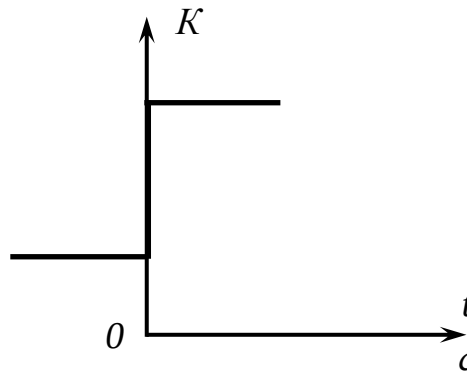


Рисунок 3.2. – Графік навантаження силового трансформатора

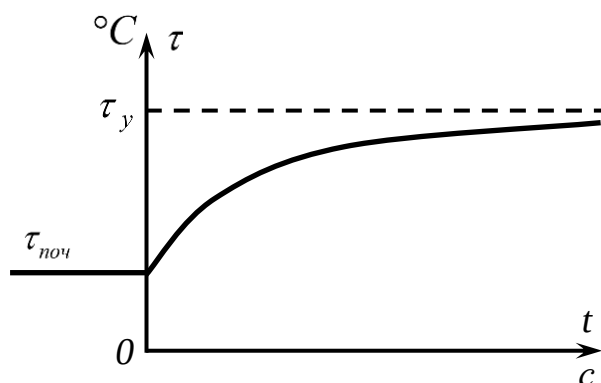


Рисунок 3.3. – Графік нагрівання силового трансформатора

Так як $e^0 = 1$ то $\tau = \tau_{noc}$ становить при значенні $t = 0$.

Так як $e^{-\infty} = 0$, то $\tau = \tau_y$ становить при значенні $t = \infty$,

Кратність діючого значення сили струму перевантаження трансформатора

$$K = \frac{I}{I_n}, \quad (3.10)$$

Побудуємо графіки нагріву ТП для різних значень кратності (I, A) перевантаження, прийнявши при цьому $\tau_{noc} = 0$ які наведені на рис. 3.4.

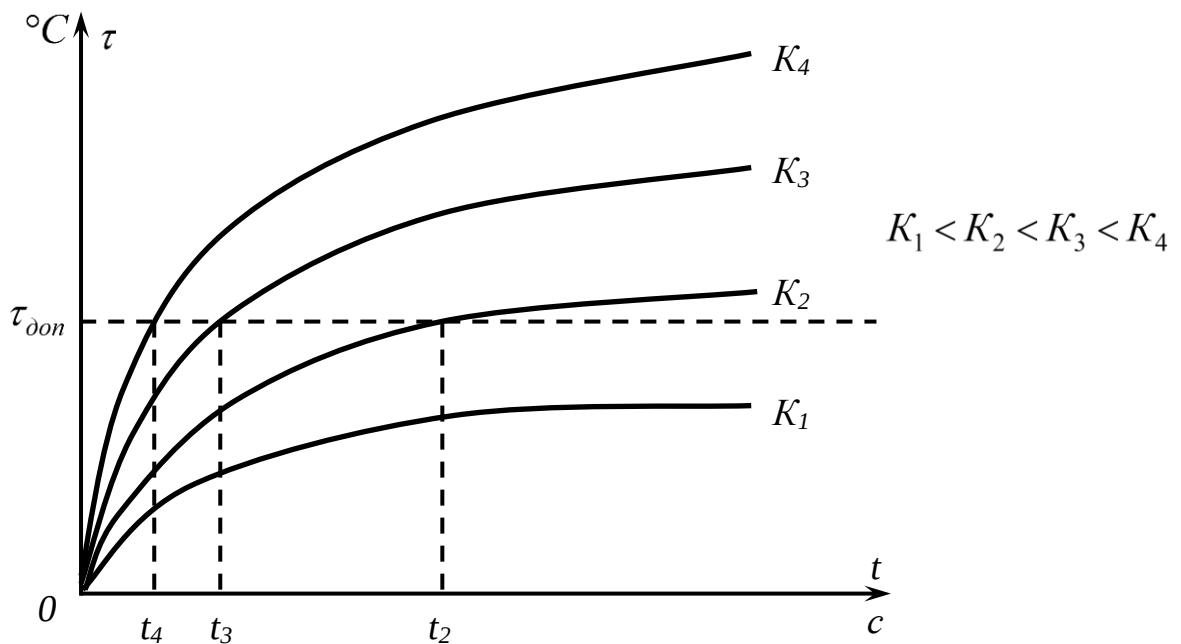


Рисунок 3.4. – Графіки нагріву силового трансформатора.

3.3 Аналітичне дослідження перевантажувальної характеристики силового трансформатора за умови припустимого перевищення температури ізоляції

Задавшись припустимим значенням перевищення температури трансформатора τ_{don} , то чим більше кратність струму перевантаження, тим за менший час трансформатор досягне допустимого значення перевищення температури. Можна побудувати залежність допустимого часу роботи трансформатора з перевантаженням t_{don} від кратності струму перевантаження K , яка наведена на рисунку 3.5. [29]

Знайдемо вираз для розрахунку цієї залежності, для чого перепишемо рівняння (3.9) для значень $\tau = \tau_{\text{дон}}$, $t = t_{\text{дон}}$, $\tau_{\text{поч}} = 0$:

$$\tau_{\text{дон}} = \tau_y \left(1 - e^{-\frac{t_{\text{дон}}}{T}} \right), \quad (3.11)$$

звідки знаходимо

$$t_{\text{дон}} = T \ln \frac{\tau_y}{\tau_y - \tau_{\text{дон}}}, \quad (3.12)$$

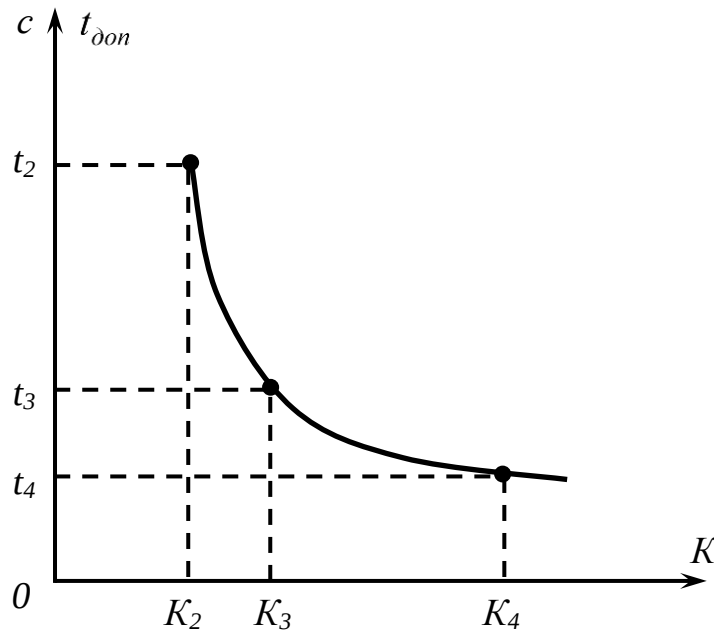


Рисунок 3.5. – Залежність допустимого часу роботи силового трансформатора від кратності сили струму його перевантаження

Знайдемо вираз для розрахунку усталеного перевищення температури трансформатора в залежності від кратності струму перевантаження.

В усталеному режимі силового трансформатора:

$$\tau_y = \frac{\Delta P}{\Pi} \quad (3.13)$$

Втрати активної потужності в трансформаторі в номінальному режимі роботи складаються з постійних $\Delta P_{\text{х.х.}}$ (втрат потужності в досліді холостого ходу) і змінних $\Delta P_{\text{к.з.}}$ (втрат в досліді короткого замикання).

Запишемо ці втрати силового трансформатора в номінальному режимі:

$$\Delta P_{\text{н}} = \Delta P_{\text{х.х.}} + \Delta P_{\text{к.з.}} \quad (3.14)$$

При перевантаженні постійні втрати не змінюються, а змінні залежать від квадрату кратності струму перевантаження. Тоді для будь-якого режиму втрати активної потужності в силовому трансформаторі дорівнюють:

$$\Delta P = \Delta P_{x.x} + \kappa^2 \Delta P_{\kappa.з.} \quad (3.15)$$

Для знаходження значення тепловіддачі L перепишемо вираз усталеного перевищення температури для номінального режиму, при якому $\tau_y = \tau_n$,

$$\Delta P = \Delta P_n :$$

$$\tau_n = \frac{\Delta P_n}{L}, \quad (3.16)$$

звідки знаходимо тепловіддачу силового трансформатора:

$$L = \frac{\Delta P_n}{\tau_n}, \quad (3.17)$$

де τ_n - номінальне перевищення температури силового трансформатора, визначається за класом ізоляції, $^{\circ}\text{C}$.

Для силового трансформатора обмотки виконуються з класом ізоляції А, для якого $\tau_n = 65^{\circ}\text{C}$.

Перепишемо тепер вираз усталеного перевищення температури для будь-якого режиму роботи з урахуванням отриманих виразів:

$$\tau_y = \frac{\Delta P_{x.x} + \kappa^2 \Delta P_{\kappa.з.}}{\Delta P_{x.x} + \Delta P_{\kappa.з.}} \cdot \tau_n \quad (3.18)$$

Розділимо чисельник і знаменник на $\Delta P_{\kappa.з.}$ і отримаємо:

$$\tau_y = \tau_n \frac{a + \kappa^2}{a + 1}, \quad (3.19)$$

$$\text{де } a = \frac{\Delta P_{x.x.}}{\Delta P_{\kappa.з.}}$$

Назвемо величину a коефіцієнтом втрат силового трансформатора.

Постійна часу нагріву трансформатора T може бути знайдена як відношення енергії, яка запасється в силовому трансформаторі при його нагріванні, до потужності втрат:

$$T = \frac{W_n}{\Delta P_n} \quad (3.20)$$

Для номінального режиму роботи сил. трансформатора можна записати:

$$W_n = c_1 m_1 \tau_{1n} + c_2 m_2 \tau_{2n} \quad (3.21)$$

3.4 Побудова перевантажувальної характеристики силового трансформатору типу ТМ-1000/10.

Для розрахунку перевантажувальної характеристики за умови допустимого перевищення температури обмотки трансформатора було складено наступний алгоритм.

- 1) Розрахувати номінальну силу струму силового трансформатора:

$$I_n = \frac{S_n}{\sqrt{3} \cdot U_n}, \quad (3.22)$$

- 2) Визначити допустиме перевищення температури обмотки силового трансформатора:

$$\tau_{don} = 1,1 \cdot \tau_n + (40 - \vartheta_{сер}), \quad (3.23)$$

- 3) Розрахувати коеф. втрат силового трансформатора

$$a = \frac{\Delta P_{xx}}{\Delta P_{кз}} \quad (3.24)$$

- 4) Визначити значення усталеного перевищення температури силового трансформатора для заданих значень кратності сили струму.

$$\tau_y = \tau_n \frac{a + \kappa^2}{a + 1}, \quad (3.25)$$

- 5) Визначити допустимий час роботи трансформатора з перевантаженням.

$$t_{don} = T \ln \frac{\tau_y}{\tau_y - \tau_{don}}, \quad (3.26)$$

Розрахунок перевантажувальної характеристики силового ТП

- 1) Розраховуємо номін. силу струму силового трансформатора:

$$I_H = \frac{1000000}{\sqrt{3} \cdot 10000} = 57,74 A,$$

2) Визначаємо допустиме перевищення температури ізоляції обмоток силового трансформатора:

$$\tau_{don} = 1,1 \cdot \tau_H + (40 - \vartheta_{сер}) = 1,1 \cdot 65 + (40 - 40) = 71,5^\circ C$$

3) Розраховуємо коеф. втрат силового трансформатора

$$\alpha = \frac{\Delta P_{xx}}{\Delta P_{ys}} = \frac{1550}{10500} = 0,147$$

Приймаємо за каталожними даними постійну часу нагрівання силового трансформатора $T=3 \text{ год}$, номінальне перевищення температури обмотки силового трансформатора становить $\tau_H=65^\circ C$.

Таблиця 3.1 – Розрахункові данні для побудови перевантажувальної характеристики силового трансформатора.

κ_3	1,0	1,1	1,2	1,3	1,4	1,5	1,6
$t_{don}, \text{год}$	∞	7,973	4,752	3,479	2,911	1,8293	1,119
$\tau_{ysm}, ^\circ C$	65,01	76,91	89,89	104,24	119,39	135,79	153,38

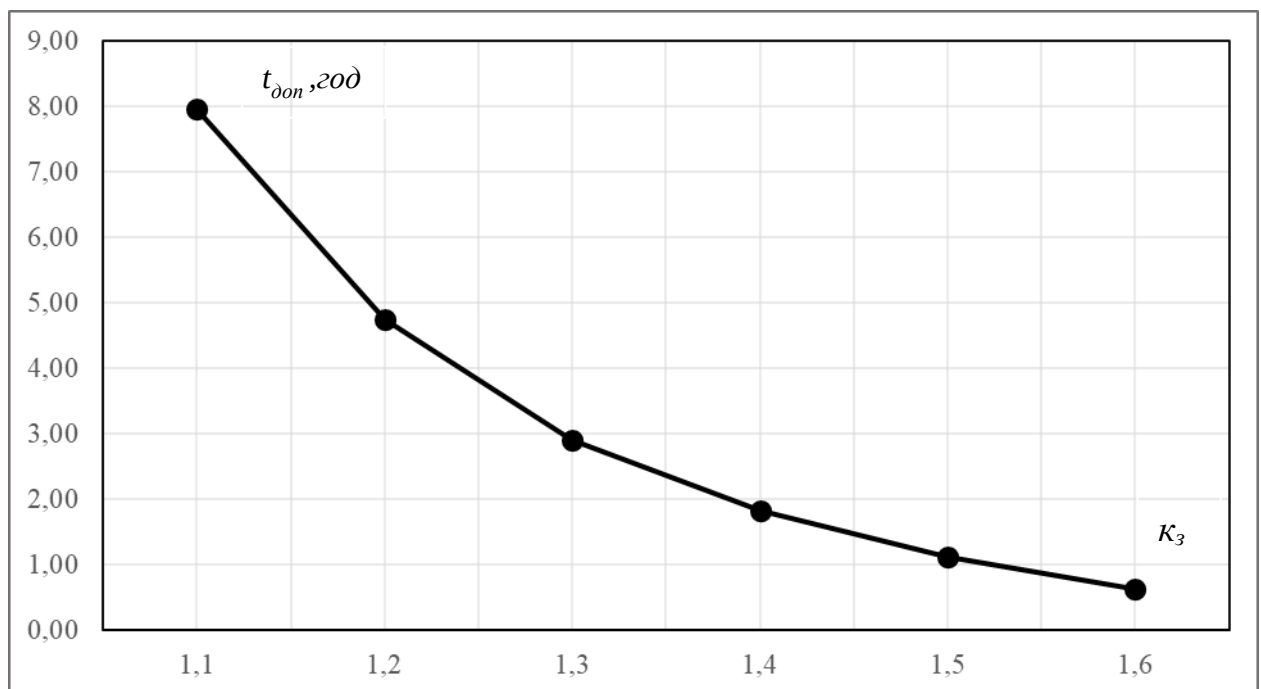


Рисунок 3.7 – Перевантажувальна характеристика силового трансформатора.

3.5 Моделювання відмов елементів КТП 10/0,4 кВ та їх відновлень. Методика його проведення.

Трансформатори відносяться до категорії високо надійних технічних пристроїв, які, навіть після завершення гарантійного терміну, продовжують ефективно працювати, якщо параметри мережі залишаються в межах номінальних значень. Однак у складі трансформаторних підстанцій є й інші елементи, надійність яких значно нижча, зокрема автоматичні вимикачі та релейні захисти. Проведення натурного експерименту, що полягає в реєстрації часу до відмови та відновлення цих елементів, є складним через великий час на роботу до відмови — для автоматичних вимикачів цей показник може досягати 7887 годин (0,9 року). Такий тривалий період експлуатації потребує значних матеріальних і людських ресурсів для постійного моніторингу, тому більш доцільно використовувати методи імітаційного моделювання для перевірки аналітичних моделей, представлених у розділі 2.

Зважаючи на специфіку дослідження ТП 10/0,4 кВ, було обрано метод Монте-Карло для моделювання відмов елементів. Цей метод дозволяє враховувати випадкові фактори, які важко описати аналітично — в нашому випадку це час до відмови та відновлення елементів ТП. Метод Монте-Карло надає можливість перевірити аналітичні залежності для визначення коефіцієнта готовності, використовуючи випадкові події, такі як час на роботу до відмови і час відновлення.

Моделювання проводилося в середовищі програмування Qt Octave та Matlab, з використанням програмного коду на Matlab. У рамках експерименту були використані реальні дані щодо відмов обладнання ТП 6-10/0,4 кВ, з математичним очікуванням та дисперсією відмов. Точність результатів моделювання встановлена на рівні 0,95. Для реалізації методу статистичних випробувань застосовувалася функція генерації псевдовипадкових чисел. Час до відмови кожного елементу ТП моделювався за нормальним розподілом, а час

відновлення - за рівномірним розподілом, що відповідає статистичним закономірностям для трансформаторних підстанцій.

$$F(x) = \frac{1}{\sigma \sqrt{2 \cdot \pi}} \int_{-\infty}^x e^{-\frac{(t-m)^2}{2\sigma^2}} dt. \quad (3.27)$$

Час відновлення працездатності відмовленого елемента відбувається згідно з рівномірним законом розподілу. Це означає, що прихована відмова (і її виявлення) може статися з однаковою ймовірністю як на наступний день після проведення технічного обслуговування, так і в останній день міжоглядового періоду. Тобто, момент виявлення відмови не залежить від конкретного часу, а має рівномірний розподіл між двома межами — наступним днем після обслуговування та кінцевим терміном міжоглядового періоду [30].

$$F(x) = \begin{cases} 0, & \text{при } x < a \\ \frac{x-a}{b-a}, & \text{при } a \leq x \leq b \\ 1, & \text{при } x > b \end{cases}. \quad (3.28)$$

Алгоритм для моделювання коефіцієнта готовності ТП 6-10/0,4 кВ із змінними параметрами (час на роботу до відмови і відновлення)

Програма для моделювання коефіцієнта готовності ТП з змінними параметрами розроблена згідно з наступним алгоритмом, схематично представленим на рис. 3.8:

1. Блок "Початок".

2. Блок "Введення даних" – на цьому етапі задаються кількість ітерацій та кратність часових інтервалів. Створюється нульова матриця для зберігання значень коефіцієнтів готовності, що дозволяє зменшити час роботи програми на запис даних.

3. Блок "Цикл наращування ітерацій" – розпочинається ітераційний цикл. Першу ітерацію слід виконати для визначення точності моделювання.

4. Блок "Цикл часу" – запускається цикл, що залежить від кратності часових інтервалів, протягом яких відбуваються відмови обладнання.

5. Блок "Введення початкових матриць" – формуються початкові значення для подальших розрахунків, а також задаються нульові матриці для часу на роботу до відмови і відновлення кожного елементу ТП.

6. Блок "Введення даних i -го елемента ТП" – блоки 6-10 однакові для кожного елементу ТП, відмінність полягає лише в даних для генерації часу на роботу до відмови і часу відновлення.

7. Блок "Умова виходу з циклу i -го елемента" – вихід з циклу відбувається, коли модельний час перевищує час, що визначається кількістю відмов елемента.

8. Блок "Заповнення матриці часу на роботу до відмови" – згенеровані значення часу до відмови зберігаються у відповідну матрицю.

9. Блок "Заповнення матриці часу відновлення" – аналогічний до попереднього, тільки для часу відновлення.

10. Блок "Збільшення модельного часу" – збільшується час наступної відмови для перевірки умови виходу з циклу.

11. Блок "Формування матриць середніх значень часу" – після моделювання відмов і відновлень усереднюються значення для кожного елементу ТП.

12. Блок "Виключення нульових значень матриць" – видаляються нулі в матрицях, якщо відмови або відновлення не відбувалися.

13. Блок "Розрахунок значень коефіцієнта готовності" – на цьому етапі обчислюється коефіцієнт готовності для кожної ітерації.

14. Блок "Формування матриці коефіцієнтів готовності" – після завершення всіх ітерацій формується матриця коефіцієнтів готовності.

15. Блок "Розрахунок теоретичного значення коефіцієнта готовності" – теоретичне значення коефіцієнта готовності обчислюється за формулою з розділу 2.

16. Блок "Побудова графіків коефіцієнта готовності" – будується графік теоретичних і смодельованих значень коефіцієнта готовності.

17. Блок "Кінець".



Рисунок 3.8 - Блок-схема програми для моделювання значення коефіцієнта готовності КТП 10/0,4 кВ

Згідно з методологією Монте-Карло, в результаті моделювання визначаються середні значення випадкових величин (час на роботу до відмови і час відновлення), які прагнуть до математичного очікування. У кожній серії випробувань середні значення будуть відрізнятися, коливаючись навколо математичного очікування. Для оцінки достовірності моделювання важливо враховувати так звану похибку δ (зазвичай обмежену верхнім значенням припустимої помилки) при заданій надійності γ [30-32].

$$P(|\bar{X} - m| \leq \delta) = \gamma. \quad (3.29)$$

У випадку нормального розподілу випадкової величини (в нашому випадку час на роботу до відмови розподілений за нормальним законом, і його значення значно більше часу відновлення, що розподілено рівномірно) при відомому значенні середньоквадратичного відхилення σ [30-32].

$$\delta = \frac{t \cdot \sigma}{\sqrt{N}}, \quad (3.30)$$

де t - значення аргументу функції Лапласа,

N - кількість випробувань[30].

З формули (3.4) видно, що точність δ залежить від кількості випробувань N . Таким чином, з формули (3.4) можна виразити кількість випробувань для визначення верхньої межі помилки:

$$N = \frac{t^2 \cdot \sigma^2}{\delta^2}. \quad (3.31)$$

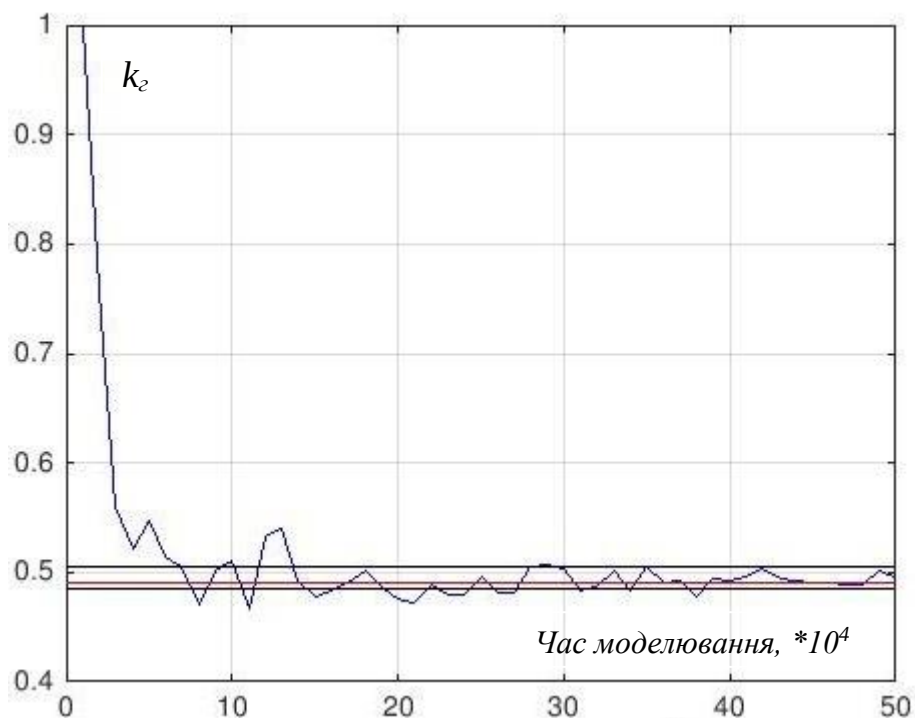
У нашому випадку, при заданій точності 0,001 і $\gamma = 0,95$ (відповідно, $t = 1,96$), мінімальну кількість випробувань для досягнення заданої точності можна визначити, якщо розрахувати дисперсію для кожного значення випадкової величини. Тому на першому етапі було проведено моделювання випадкової величини згідно з алгоритмом (рис. 3.8) при одиничній ітерації - результати моделювання представлені на рисунку 3.9.

Для проведення моделювання були визначені такі умови: модельний час - 500 000 годин, що еквівалентно періоду 57 років, час відновлення варіюється від

0 до 1080 годин, що відповідає реальній періодичності технічного обслуговування ТП 6-10/0,4 кВ - 1 раз на квартал. Відповідно, коефіцієнт готовності, обчислений за формулою (2.4) має дуже низьке значення - 0,49084.

З умови поставленого завдання моделювання зрозуміло, що для встановлення точності та надійності отриманого результату використовуються інтервальні оцінки, тобто довірчий інтервал має покривати аналітично обчислене значення коефіцієнта готовності з заданою надійністю $\gamma=0,95$ [30].

$$P(|k_{г.теорет} - k_{г.модел} < \delta|) = \gamma \quad (3.32)$$



*аналітично обчислений коефіцієнт готовності $k_g=0,4907$ (лінія червона);
довірчий інтервал: (0,4845; 0,5045).*

Рисунок 3.9 – Моделювання функціонування трансформаторної підстанції.

З рисунка 3.9 видно, що довірчий інтервал покриває аналітично обчислене значення коефіцієнта готовності. Для розрахунку теоретичного значення коефіцієнта готовності була створена функція на мові Matlab, Результатом роботи програми є виведення двох матриць: періодичність технічного обслуговування та відповідні значення коефіцієнта готовності.

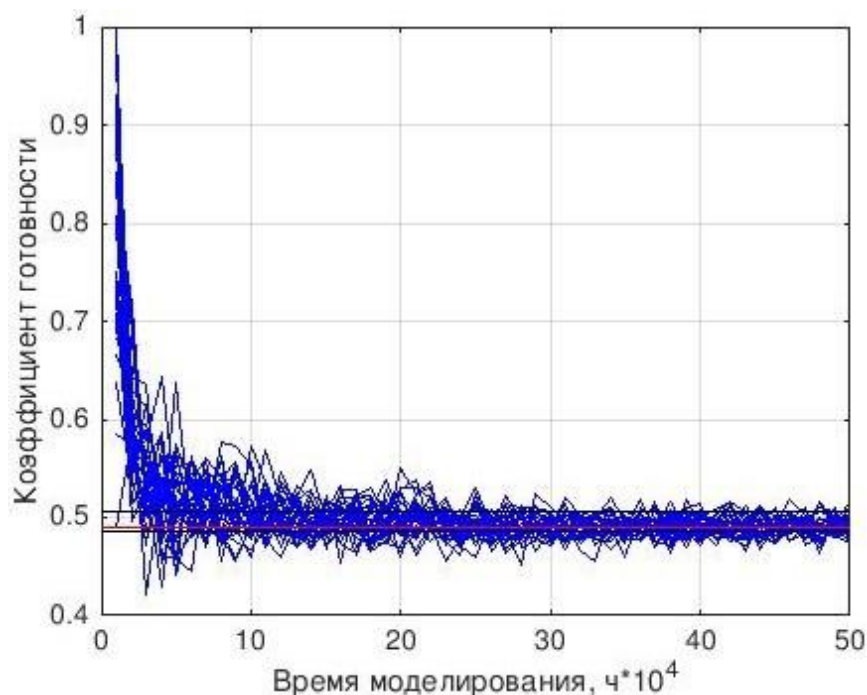
Для визначення дисперсії необхідно виключити значення випадкової величини, що відповідають періоду безвідмовної роботи, а також ті значення, що характеризуються суттєво більшим значенням дисперсії. Так, у випадку, представленою на рис. 3.10, слід відкинути перше значення коефіцієнта готовності. Кількість відмов для кожного виду елементів трансформаторних підстанцій ТП 6-10/0,4 кВ також була визначена в ході моделювання; результати представлені в таблиці 3.2.

Для досягнення надійності отриманих результатів 0,95 при верхній межі допустимої помилки 0,01, необхідно провести мінімум 10 випробувань при точності 0,95 та 31 випробування для досягнення точності 0,999. Результати моделювання представлені на графіку рис.3.11 при точності 0,999.

Таблиця 3.2 - Кількість відмов елементів ТП, отриманих при моделюванні k_2 (1 випробування, модельний час 500 тис. год.).

Елемент ТП	Кількість відмов
РЗ і А, автоматичні вимикачі	61
Силові трансформатори	32
Ізолятори	36
Масляні вимикачі	31
Роз'єднувачі	15
Шини збірні	16
Розрядники	11
Вимірювальні ТТ	7
Вимірювальні ТН	4
КРУ і КРУН	5
Обмежувачі перенапруги	1
Вакуумні вимикачі	2
Ланцюги управління вимикачами	2

Середні значення відмов кожного з розглянутих елементів ТП при проведенні 31 випробування наведені в таблиці 3.3. Як видно, середні значення збігаються з такими, що отримані при проведенні одиничного випробування.



*аналітично обчислений коефіцієнт готовності $k_c=0,4907$ (лінія червона);
довірчий інтервал: $(0,485; 0,505)$.*

Рисунок 3.10 - Моделювання функціонування трансформаторної підстанції при 31 ітерації з періодичністю ТО 1 раз на квартал.

Таблиця 3.3 - Кількість відмов елементів ТП, отриманих при моделюванні k_c (31 випробування, модельний час 500 тис. годин).

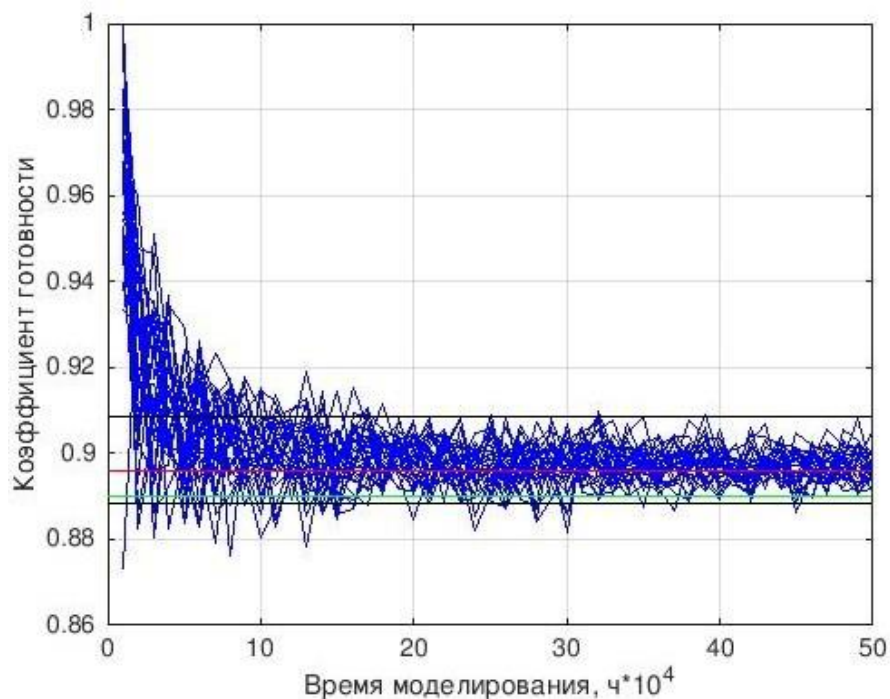
Елемент ТП	Кількість відмов
РЗ і А, автоматичні вимикачі	60,9
Силові трансформатори	32,1
Ізолятори	36,3
Масляні вимикачі	31,6
Роз'єднувачі	15,1
Шини збірні	16,3
Розрядники	10,9
Вимірювальні ТТ	6,7
Вимірювальні ТН	4,1
КРУ і КРУН	5,3
Обмежувачі перенапруги	1,08
Вакуумні вимикачі	2,4
Ланцюги управління вимикачами	2,1

Як було показано в аналітичних розрахунках, розділ 2, періодичності ТО для досягнення оптимального коефіцієнта готовності складають:

- для групи сільськогосподарських споживачів $m=1$: від 10 до 48 днів;
- для групи сільськогосподарських споживачів $m=2$: від 20 до 68 днів;
- для групи сільськогосподарських споживачів $m=3$: від 30 до 84 днів.

Проведемо моделювання для оптимальної періодичності технічного обслуговування для групи споживачів $m=2$ як найбільш чисельної (сільськогосподарські підприємства, які допускають перерви в енергопостачанні, що не наносять суттєвого збитку виробництву — це середні та малі фермерські господарства, кормоприготівальні приміщення, ремонтні цехи обладнання та інші об'єкти).

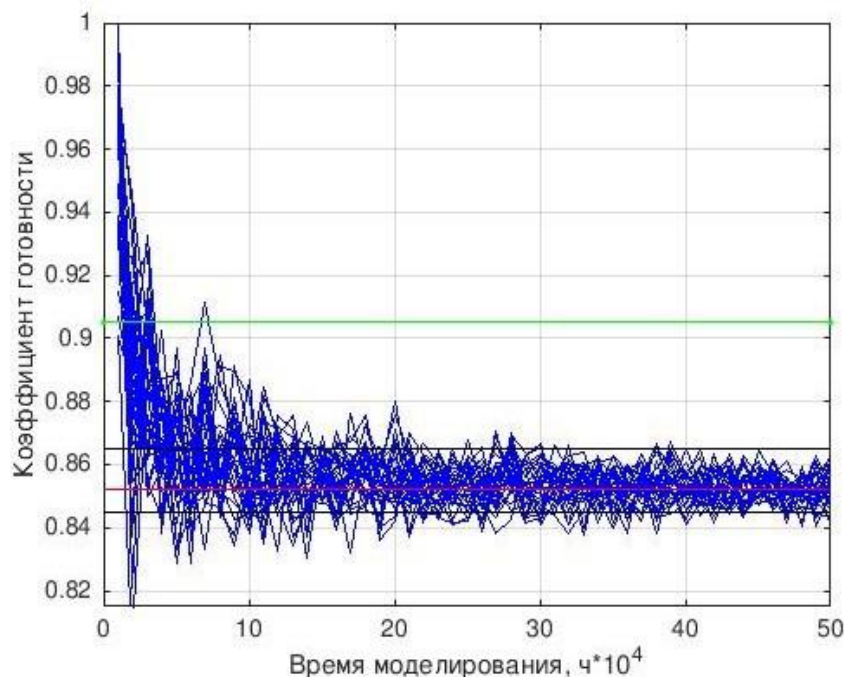
Результати представлені на рисунках 3.11 - 3.13.



оптимальне значення $k_z=0,894$ (лінія зелена);

аналітично обчислений коефіцієнт готовності $k_z=0,8962$ (лінія червона).

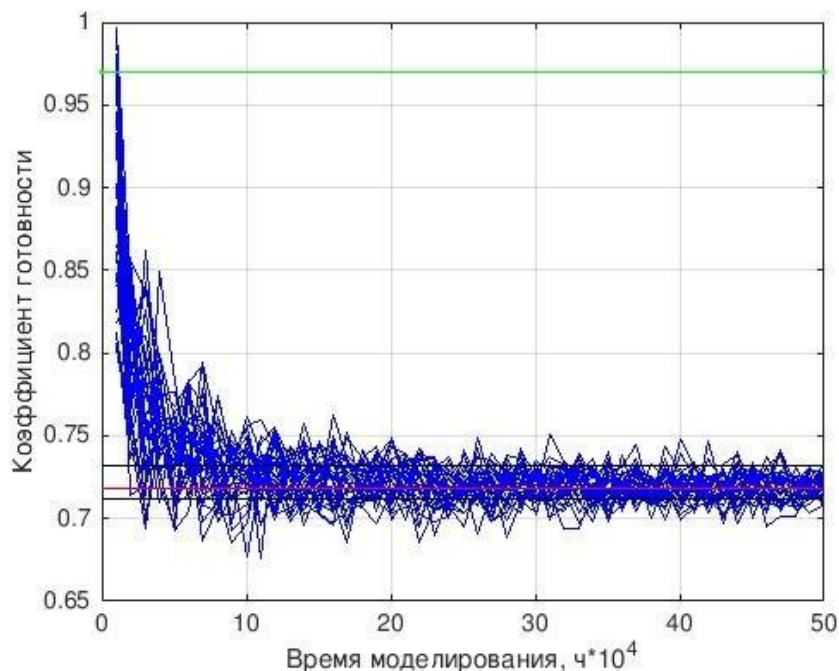
Рисунок 3.11 - Моделювання функціонування трансформаторної підстанції при 31 випробуванні з періодичністю ТО 1 раз на 20 днів для категорії $m=2$.



оптимальне значення $k_z=0,906$ (лінія зелена);

аналітично обчислений коефіцієнт готовності $k_z= 0,8522$ (лінія червона).

Рисунок 3.12 – Моделювання функціонування трансформаторної підстанції при 31 випробуванні з періодичністю ТО 1 раз на 30 днів для категорії $m=2$.



*оптимальне значення $k_z=0,971$ для періодичності ТО 68 днів (лінія зелена),
аналітично обчислений коефіцієнт готовності $k_z= 0,7183$ (лінія червона).*

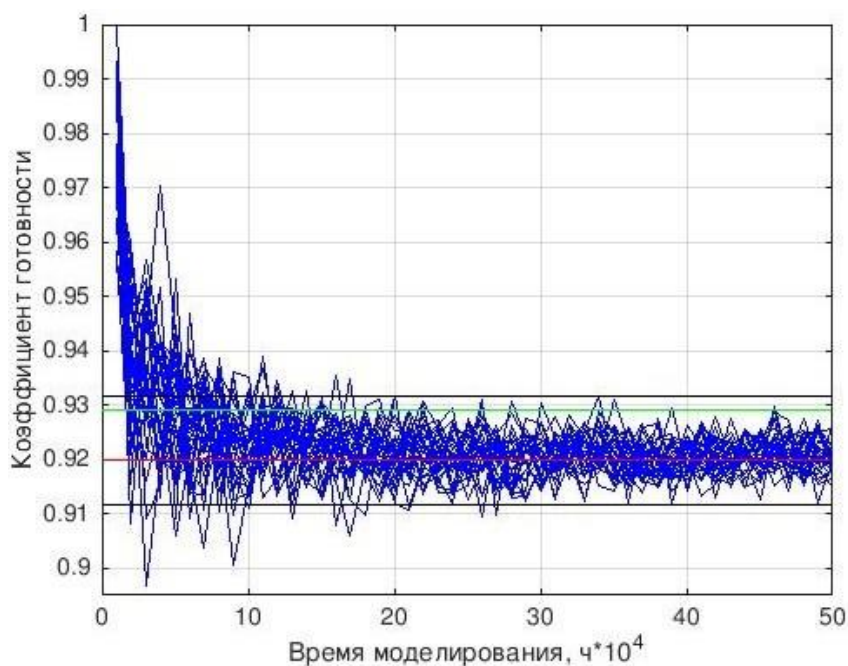
Рисунок 3.13 - Моделювання функціонування трансформаторної підстанції при 31 випробуванні з періодичністю ТО 1 раз на 68 днів для категорії $m = 2$.

Як видно з рисунків 3.11-3.13, збільшення оптимальних періодичностей ТО призводить до значного розриву між оптимальним значенням коефіцієнта готовності та значенням, яке можна досягти в існуючих умовах. За результатами моделювання можна визначити припустиме відхилення коефіцієнта готовності від оптимального без додаткової модернізації обладнання ТП 6-10/0,4 кВ, тобто без інвестицій у оновлення технологічного парку. Планування періодичності ТО з урахуванням оптимальних значень повинно здійснюватися підприємствами, що мають на балансі трансформаторні підстанції, або за погодженням з організаціями, що обслуговують ТП.

На основі результатів моделювання очевидно, що найбільш доцільним є період між оглядами 30 днів, що пов'язано з особливостями ведення бухгалтерії на підприємствах, зокрема, для нарахування зарплати обслуговуючому персоналу. Як було встановлено, періодичність ТО від 10 до 48 днів рекомендується для споживачів першої категорії $m = 1$, серед яких великі кормоцехи та підприємства з утриманням тварин. Оптимальна періодичність ТО 10 днів можливе при умові, що ТП знаходиться в межах підприємства, а керівник може погоджувати частоту ТО. Можна також варіювати тривалість періоду між оглядами в межах цієї оптимальної періодичності.

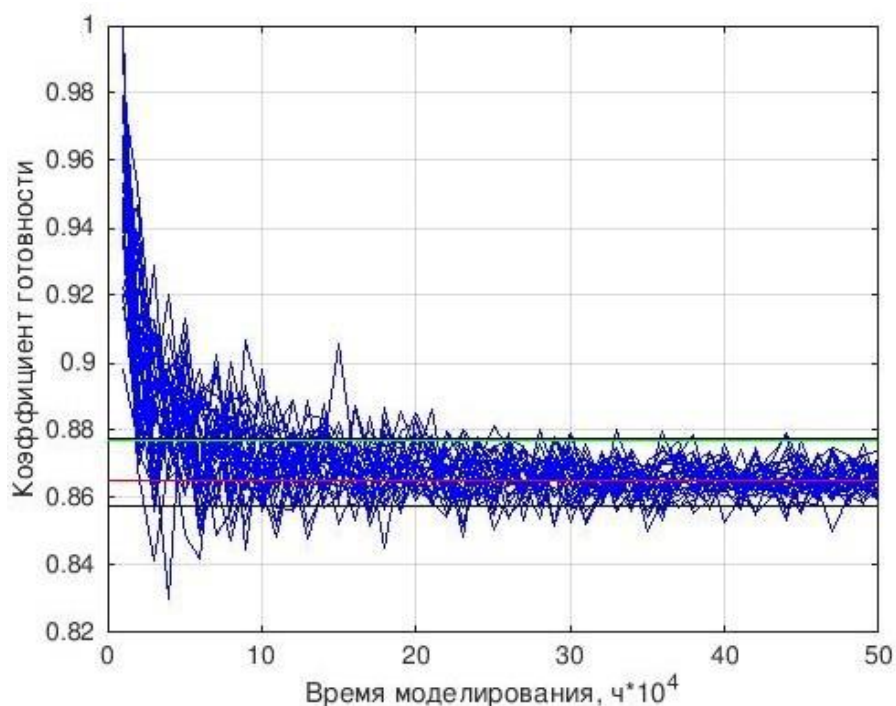
Моделювання коефіцієнта готовності при періодичності ТО 15 днів для групи $m = 1$ представлено на рисунку 3.14. Результати показують, що оптимальне значення коефіцієнта готовності потрапляє в довірчий інтервал і може бути рекомендовано при плануванні графіка ТО. Окремі відхилення також можливі і можуть бути обґрунтовані за допомогою програми Juggernaut.

У другому розділі також було розглянуто сільськогосподарські споживачі з коефіцієнтом збільшення швидкості зміни витрат за експлуатацію $m = 3$, оптимальна періодичність ТО котрим коливається в інтервалі від 34 до 82,2 днів. Проведемо моделювання коефіцієнта готовності для цієї групи споживачів з метою визначення оптимальної періодичності ТО, що відповідає поточному стану трансформаторних підстанцій 6-10/0,4 кВ (результати наведено на рис. 3.15).



оптимальне значення $k_z=0,930$ для періодичності ТО 68 днів (лінія зелена),
аналітично обчислений коефіцієнт готовності $k_z= 0,9199$ (лінія червона).

Рисунок 3.14 - Моделювання функціонування трансформаторної підстанції
при 31 випробуванні з періодичністю ТО 1 раз на 15 днів для категорії $m=1$.

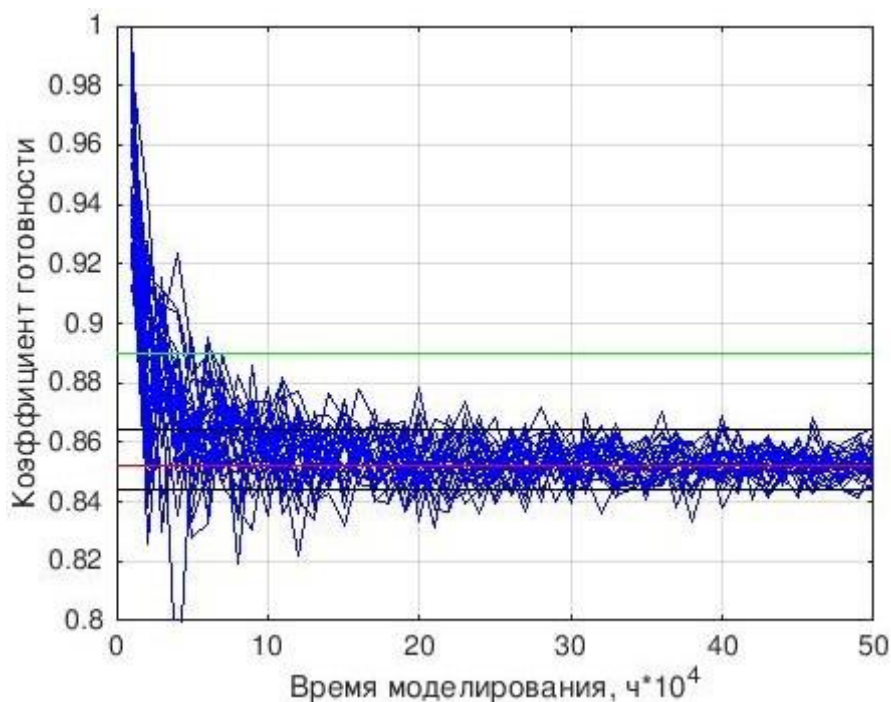


оптимальне значення $k_z=0,878$ для періодичності (ТО) 27 днів (лінія зелена),
аналітично обчислений коефіцієнт готовності $k_z= 0,865$ (лінія червона).

Рисунок 3.15 Моделювання функціонування трансформаторної підстанції
після 31 випробування: періодичність ТО один раз на 27 днів для категорії
споживачів $m=3$.

З рисунка 3.16 видно, що оптимальне значення коефіцієнта готовності потрапляє в довірчий інтервал, і при врахуванні оптимальної періодичності ТО (27 днів) для групи $m=3$ буде забезпечено оптимальний коефіцієнт готовності системи електропостачання. Крім того, можливо коригувати періодичність ТО відповідно до чинного регламенту обслуговування енергосистеми сільськогосподарського підприємства та постачальника енергії, зважаючи на результати моделювання, отримані в ході нашого дослідження.

Так, при плануванні ТО раз на 30 днів ми отримуємо оптимальне значення коефіцієнта готовності $k_z=0,89$, яке виходить за межі довірчого інтервалу (рис. 3.16). Однак розширений інтервал ТО - 30 днів замість 27 - може бути прийнятий до впровадження через особливості фінансового регламенту організації.



оптимальне значення $k_z=0,878$ для періодичності ТО 27 днів (лінія зелена), аналітично обчислений коефіцієнт готовності $k_z=0,852$ (лінія червона).

Рисунок 3.16 Моделювання функціонування трансформаторної підстанції після 31 випробування: періодичність ТО один раз на 30 днів для категорії споживачів $m=3$.

Таким чином, результати моделювання коефіцієнта готовності в залежності від періодичності технічного обслуговування трансформаторних підстанцій 10/0,4 кВ підтверджують попередні теоретичні розрахунки

оптимальних значень цього коефіцієнта в залежності від тривалості між оглядових періодів. Отримані результати можуть слугувати рекомендаціями для аграрних та енергопостачальних підприємств при розробці графіків технічного обслуговування підстанцій відповідними службами.

3.6 Взаємозв'язок діагностичних факторів з їх подальший вплив на тепловий стан ТП 10/0,4 кВ

Для перевірки взаємозв'язку факторів, що визначають стан трансформаторів на ТП 10/0,4 кВ, було проведено п'ятиденний фізичний експеримент на трьох підстанціях. Для експерименту були обрані підстанції з трансформаторами, термін служби яких перевищує 25 років, та встановлена потужність 250 кВА. В процесі експерименту реєструвались такі параметри: рівень навантаження по фазах, температура навколишнього середовища, рівень масла (РЕМ), температура трансформатора (РЕМ). Експеримент проводився з на протязі 5 днів, параметри реєструвались у встановлені моменти часу: з 4:00 до 5:00, з 12:00 до 13:00, з 18:00 до 19:00.

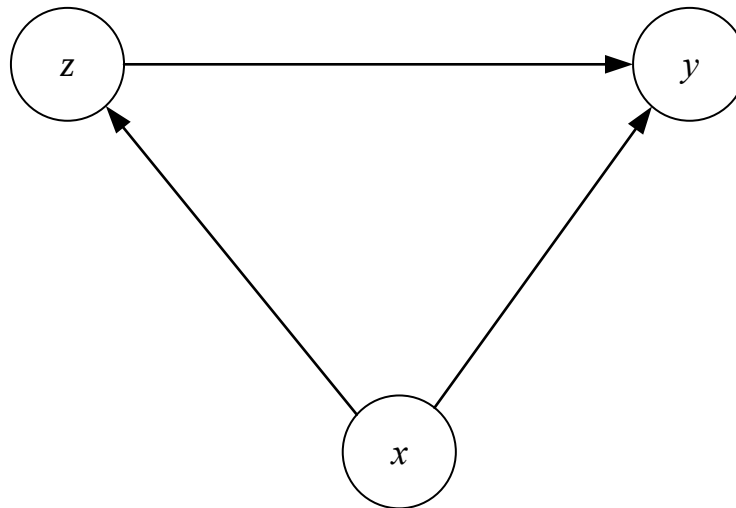
Метою експерименту було встановлення залежності між факторами, які можуть бути використані як діагностичні для моніторингу стану ТП 6-10/0,4 кВ та оцінки умов для розвитку прихованих дефектів обладнання ТП. Для оцінки характеру залежності було прийнято рішення визначити наявність лінійної залежності, а у разі виявлення зв'язку та потреби — провести апроксимацію за допомогою поліноміальної кривої.

В процесі аналізу даних визначалась ступінь взаємозв'язку кожної пари факторів. При цьому, відповідно до початкового припущення, взаємозв'язок між факторами був визнаний лінійним.

$$y=b \cdot x+a . \quad (3.33)$$

Для кожного об'єкта було отримано 15 вимірювань кожного з трьох параметрів (вимірювання проводились протягом 5 днів, 3 рази на добу). Далі,

розглядаючи один з факторів як незалежну змінну x , а інший - як залежну змінну y , були визначені коефіцієнти a і β , що характеризують ступінь зв'язку кожної пари параметрів. Загалом було розглянуто 3 комбінації, що можуть бути продемонстровані у вигляді графа з трьома вершинами (рис. 3.17).



z - температура повітря, y - температура масла (рівень масла), x - рівень навантаження трансформатора.

Рисунок 3.17 – Граф показуючий взаємозв'язок факторів трансф.підстанції.

Взаємний вплив факторів показаний напрямком стрілок. Коефіцієнти b та a обчислюються за наступними формулами [107]:

$$b = \frac{n \cdot \sum_{i=1}^n x_i y_i - \sum_{i=1}^n x_i \sum_{i=1}^n y_i}{n \cdot \sum_{i=1}^n x_i^2 - \left(\sum_{i=1}^n x_i \right)^2}, \quad (3.34)$$

$$a = \bar{y} - b \cdot \bar{x}, \quad (3.35)$$

де: $\bar{x}$ і $\bar{y}$ це середні значення факторів; x_i та y_i являють виміряні значення приведених факторів.

Точність регресійної моделі визначається коефіцієнтом детермінації R^2 , який, в загальному сенсі, є часткою дисперсії залежної змінної y , що пояснюється розглянутою моделлю, і є квадратом так званого множинного коефіцієнта кореляції між залежною змінною y та пояснювальною змінною x . Коефіцієнт детермінації обчислюється за формулою [33]:

$$R^2 = 1 - \frac{SS_{residual}}{SS_{total}}, \quad (3.36)$$

де $SS_{residual}$ - частка дисперсії, яку не можна пояснити запропонованою нами моделлю, SS_{total} - загальна дисперсія залежної представленої змінної y .

Для зручності сприйняття всі розрахунки щодо кожного об'єкта наведено у таблич. вигляді. Нижче, в табл 3.4, наведено основні результати розрахунків.

Таблиця 3.4 - Розрахунки коефіцієнта детермінації для парного аналізу факторів розвитку прихованих дефектів трансформаторної підстанції 10/0,4 кВ.

Об'єкт	Код фактора					
	y	x	z	R^2		
ТП	(Температура масла, °C)	(макс. навантаження, % від номінального)	(Температура повітря, °C)	R^2_{zx}	R^2_{zy}	R^2_{xy}
ТП	17,48	43,28	15,88	0,140	0,790	0,139
ТП 2	55,39	32,89	23,29	0,510	0,539	0,341
ТП 3	52,29	31,28	23,28	0,728	0,418	0,411
ТП 4	56,19	21,48	23,29	0,297	0,513	0,142

Аналіз даних таблиці 3.3 дозволяє зробити наступні висновки по ТП 1:

- Зв'язок між факторами "рівень масла - температура повітря" є очевидним ($R^2_{zy} = 0,790$). Це закономірно, оскільки шкала рівня масла в баку трансформатора калібрується відповідно до температури навколишнього середовища. Явний зв'язок цих факторів дозволяє виключити їх з подальшого аналізу.

- Зв'язки між факторами "наванчання - рівень масла" та "наванчання - температура повітря" є слабкими, і коефіцієнти детермінації наближаються до однакових значень ($R^2_{xy} = 0,139$, $R^2_{zx} = 0,140$), що можна пояснити наявністю сильного зв'язку між "рівнем масла" та "температурою повітря". Слабкий зв'язок факторів zx пояснюється характером навантаження споживачів при середньодобовій температурі 15,88 °C - зменшене споживання електроенергії для підтримки мікроклімату на сільськогосподарських об'єктах. Навантаження на ТП знаходиться в межах норми і не перевищує допустимих значень. Слабкий

зв'язок між факторами x_u пояснюється тим, що ці фактори є взаємно незалежними і мають опосередкований вплив через температуру масла.

Аналіз даних для ТП2 дозволяє зробити наступні висновки:

- Зв'язок між факторами "наванчання - температура повітря", $R^2_{zx} = 0,297...0,510$, можна пояснити характером технологічних процесів споживачів - необхідністю кондиціювання виробничих приміщень (найбільші значення навантаження спостерігаються при температурі повітря 26-29 °С).

- Рівень зв'язку між факторами "температура повітря - температура масла" є відносно стабільним, вираженим: $R^2_{zy} = 0,419...0,512$, але він не є домінуючим, оскільки період проведення експерименту не був найгарячішим - температура повітря не перевищувала 30 °С. При низькому навантаженні (21,5% від номінального) коефіцієнт детермінації дорівнює $R^2_{xy} = 0,139$, а при навантаженні 31,3-32,9% - $R^2_{xy} = 0,411$, що вказує на зв'язок між "наванчанням - температурою масла". Очевидно, що зв'язок між факторами не набув екстремальних значень через те, що трансформатори були завантажені не більше ніж на 48%.

Для отримання більш чіткої картини зв'язку факторів ми "очищаємо" експериментальні дані - виключаємо періоди мінімального навантаження (час з 4.00 до 5.00 протягом п'яти днів реєстрації даних). Дані наведені в таблиці 3.5. З таблиці видно, що коефіцієнт детермінації для всіх парних поєднань факторів значно змінився і показує наявність достовірного зв'язку між усіма факторами. При збільшенні навантаження на ТП ступінь його впливу на температуру трансформатора зростає: при найменшому навантаженні коефіцієнт детермінації факторів "наванчання - температура масла" дорівнює $R^2_{xy} = 0,648$, а при навантаженні 35-36% від номінального - $R^2_{xy} = 0,969...0,974$, що також узгоджується з динамікою зміни коефіцієнта детермінації на основі неочищених даних (табл. 3.5).

Аналіз даних та коефіцієнт детермінації діагностичних факторів свідчать про достовірну залежність між факторами «навантаження - температура масла». Крім того, для двох об'єктів (ТП 2-3) спостерігається чітка

Таблиця 3.5 – Розрахунки коефіцієнта детермінації для попарного аналізу факторів розвитку прихованих дефектів трансформаторної підстанції 10/0,4 кВ.

Об'єкт	Код фактора					
	y	x	z	R^2		
ТП	(Температура масла, °C)	(макс. навантаження, % від номінального)	(Температура повітря, °C)	R^2_{zx}	R^2_{zy}	R^2_{xy}
ТП 1	57,38	36,29	25,69	0,930	0,951	0,969
ТП 2	53,28	35,09	25,68	0,960	0,948	0,974
ТП 3	58,07	25,18	25,68	0,651	0,949	0,648

Результаты расчетов связи между факторами представлены в графическом виде на рисунках 3.18-3.20.

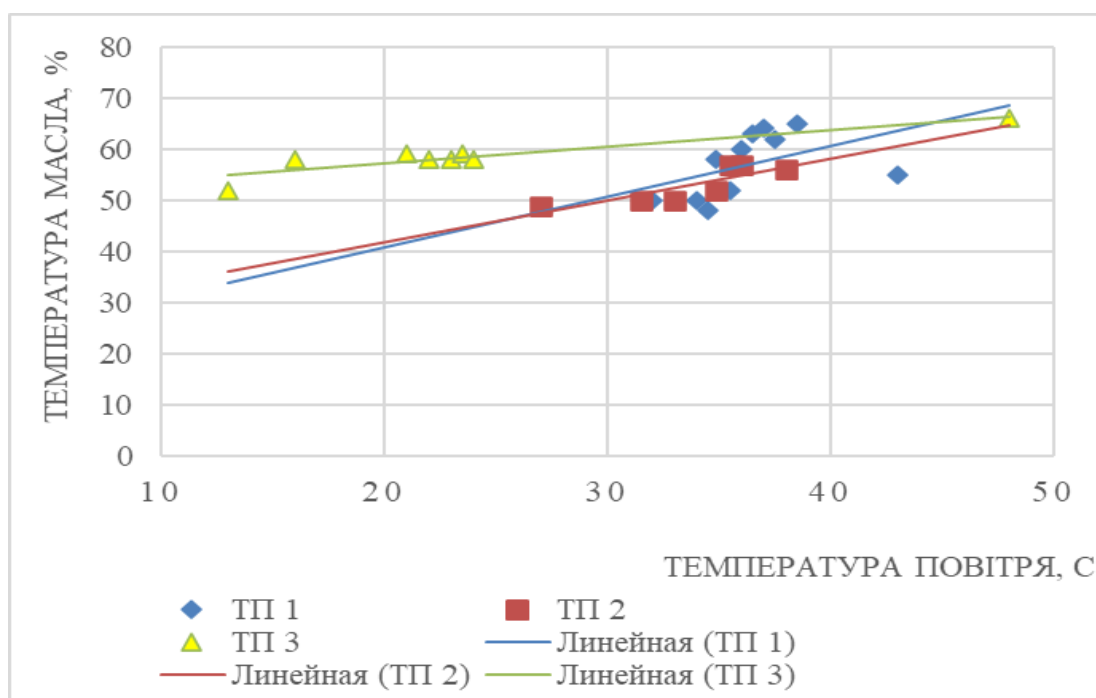


Рисунок 3.18 – Взаємозв'язок факторів «навантаження - температура масла»: ТП3 ($R^2_{xy}=0,648$), ТП2 ($R^2_{xy}=0,974$), ТП1 ($R^2_{xy}=0,969$).

залежність між іншими групами факторів. На об'єкті ТП СЕ-1-31 зв'язок між факторами «температура повітря - навантаження», а також «температура повітря - температура масла» виявився слабким, що вказує на відсутність необхідності підтримання специфічного мікроклімату на сільськогосподарському об'єкті, який живиться від зазначеної ТП.

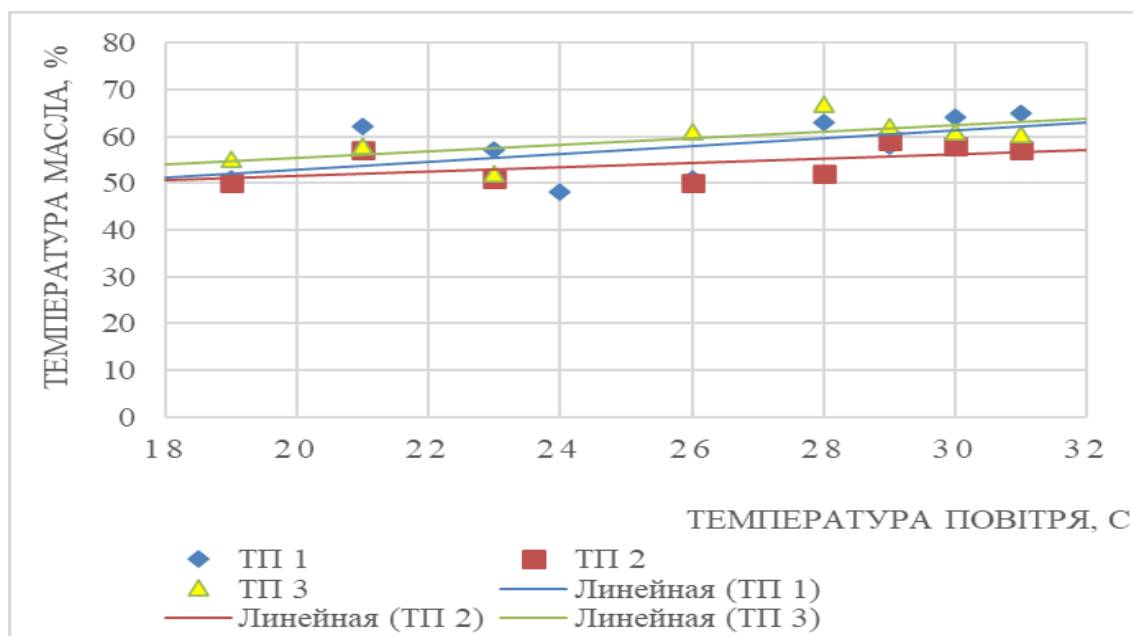


Рисунок 3.19 – Взаємов'язок факторів «температура повітря - температура масла»: ТП3 ($R^2_{zy}=0,949$), ТП2 ($R^2_{zy}=0,948$), ТП1 ($R^2_{zy}=0,951$).

Из графиков, представленных на рисунках 3.18 - 3.20 следует, что присутствует выраженная линейная связь между соответствующими диагностическими факторами.

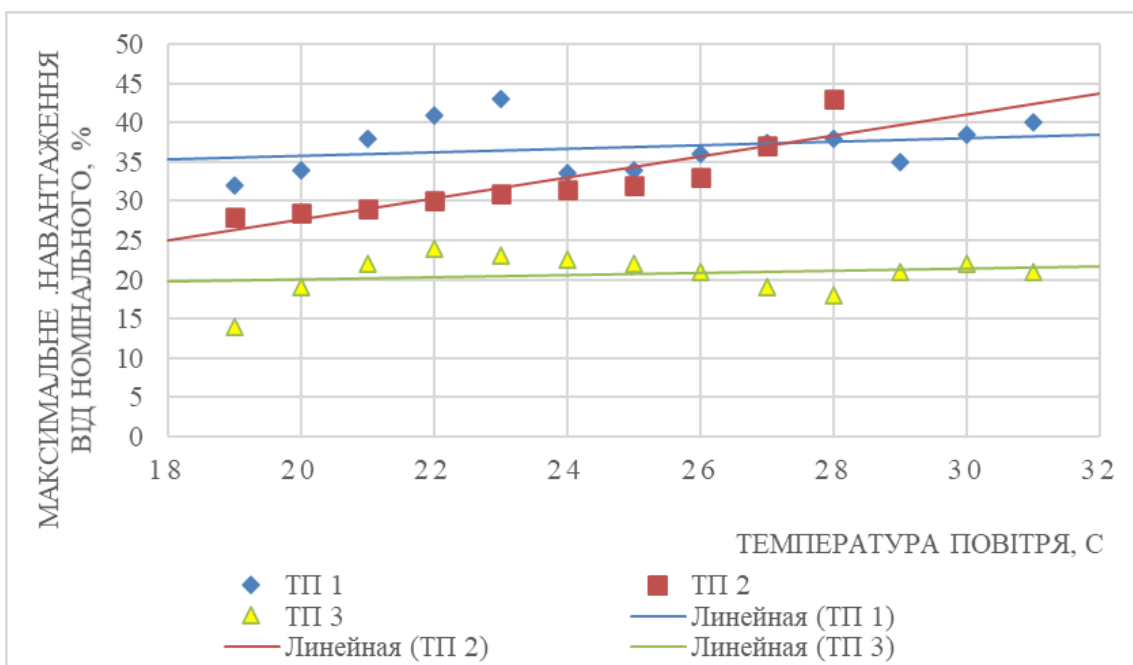


Рисунок 3.20 – Взаємов'язок факторів «температура повітря - навантаження»: (ТП3) ($R^2_{zx}=0,651$), (ТП2) ($R^2_{zx}=0,960$), (ТП1) ($R^2_{zx}=0,930$).

Результати аналітичного експерименту занесені до табл. 3.6

Таблиця 3.6 – Розрахунки коефіцієнта детермінації попарного аналізу факторів розвитку скритих дефектів трансформаторної підстанції 10/0,4 кВ

Об'єкт	Код фактора					
	y	x	z	R^2		
ТП	(Температура масла, °C)	(макс. навантаження, % від номінального)	(Температура повітря, °C)	R^2_{zx}	R^2_{zy}	R^2_{xy}
ТП 1	41,2	104,1	-15	0,835	0,854	0,968
ТП 2	58,9	74,05	-15	0,222	0,326	0,972
ТП 3	69,7	104,1	-15	0,786	0,951	0,850

3.7 Система моніторингу та діагностики комплектних трансформаторних підстанцій

Діагностична експертна система для силових трансформаторів (ДЕСТ).

Для забезпечення працездатності зношеного обладнання підстанцій та своєчасного виявлення розвиваючихся дефектів, пропонується використання діагностичної експертної системи для силових трансформаторів (ДЕСТ). Ця система орієнтована на оцінку стану обладнання без необхідності його виведення з мережі. Вона ґрунтується на нечітко-множинній моделі станів трансформатора, що включає рівні вираженості діагностичних факторів, а також базу даних експертних оцінок для моніторингу стану обладнання.

Основні характеристики ДЕСТ

1. Нечітко-множинна модель стану трансформатора: В основі аналізу даних системи лежить модель, яка описує стан трансформатора з урахуванням змінних, таких як температура масла, рівень масла, температура навколишнього середовища та навантаження. Ці фактори корелюють між собою і взаємодіють для створення повної картини стану трансформатора.

2. Режим роботи: Система передбачає два режими функціонування:

- Автоматичний режим: система працює без втручання диспетчера.
- Автоматизований інтерактивний режим: диспетчер може брати участь у процесі діагностики і коригувати рішення.

3. Оптимізація використання даних: В системі використовуються мінімальні обсяги даних, що дозволяють проводити діагностику без потреби в дорогих додаткових датчиках та обладнанні. При цьому враховуються не тільки об'єктивні параметри (наприклад, температура і навантаження), а й суб'єктивні оцінки обслуговуючого персоналу.

4. Контроль якості електроенергії (ПКЕ): ДЕСТ застосовує нетрадиційні методи контролю якості електроенергії для виявлення прихованих дефектів, що дозволяє здійснювати тонке налаштування діагностики.

5. Семантичні дедуктивні методи: Для побудови ситуацій дефектів використовуються методи експертної кореляції, що дозволяють отримати детальнішу картину розвитку несправностей.

Принцип роботи та ключові параметри. Діяльність ДЕСТ (рис. 3.20) базується на моніторингу чотирьох основних параметрів режиму і стану трансформатора (ПРС) – рівень масла (X1), температура масла (X2), температура навколишнього середовища (X3) та навантаження (X4). Для уточнення внутрішніх дефектів також використовуються додаткові параметри (X5), такі як концентрація газів, рівень часткових розрядів, опір короткого замикання, стан ізоляції вводів, кількість коротких замикань та перенапружень, показники якості електроенергії, значення вібрації та інші.

Ця схема описує ключові компоненти експертної системи (ЕС), які взаємодіють для діагностики та моніторингу роботи силових трансформаторів. Кожен з компонентів виконує свою роль у забезпеченні ефективного та своєчасного виявлення несправностей, управлінні режимами роботи та прогнозуванні потенційних дефектів.

База знань (БЗ) містить накопичені дані про можливі несправності та нормальні стани трансформаторів, а також експертні правила, на основі яких система проводить діагностику. Інтелектуальний інтерфейс (ІІ) забезпечує взаємодію між користувачем і системою, дозволяючи диспетчеру або оператору переглядати результати діагностики та вносити коригування.

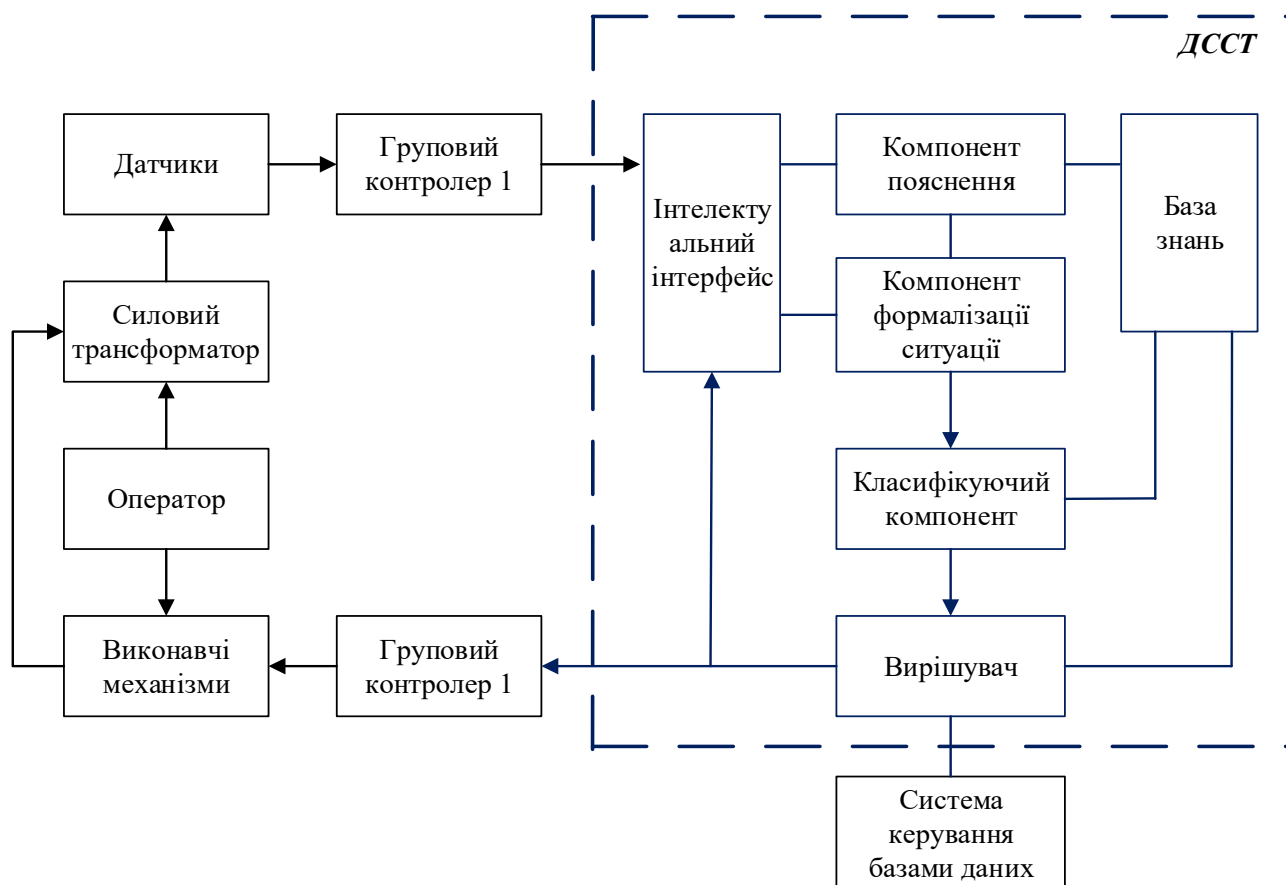


Рисунок 3.20 - Структурна схема експертної системи діагностики та управління параметрами режиму і стану силових трансформаторів.

Класифікуючий компонент (КК) відповідає за класифікацію поточного стану трансформатора, визначаючи його відповідність нормам або наявність відхилень. Компонент формалізації ситуації (КФС) використовується для аналізу поточної ситуації, перетворюючи дані у форму, придатну для подальшого аналізу та прийняття рішень. Система управління базами даних (СКБД) управляє зберіганням і обробкою даних, що стосуються експлуатації трансформаторів, включаючи параметри їх стану та роботи.

Оскільки УМ, ТМ, ТВ і СН взаємопов'язані, їх функціональні залежності є досить складними. У разі виникнення внутрішніх (ВП) чи зовнішніх пошкоджень (ЗП) ці залежності змінюються, що дозволяє за допомогою ДЕСТ виявляти можливі дефекти та прогнозувати розвиток ситуацій.

Переваги ДЕСТ. Економічність: Система дозволяє здійснювати моніторинг без значних інвестицій в дороге додаткове обладнання. Виявлення прихованих дефектів: Завдяки аналізу даних про якість електроенергії та суб'єктивних оцінок

персоналу, система може виявити дефекти, які не видно за традиційними методами моніторингу. Прогнозування: Система не тільки діагностує поточний стан трансформатора, але й може передбачити його подальше технічне стан, що дозволяє планувати обслуговування в найкращий час. Гнучкість: Завдяки інтерактивному режиму диспетчер може вносити корективи в процес моніторингу і діагностики.

ДЕСТ дає можливість ефективно контролювати стан силових трансф-рів, своєчасно виявляти потенційні проблеми та проводити діагностику без необхідності виведення обладнання з експлуатації, що є важливим фактором для забезпечення безперебійної роботи енергетичних систем.

$$\begin{aligned} UM &= F(TM, TB, CH, VP, NP), \\ TM &= F(TB, CH, VP), \\ TB &= F(t_0, CH, VP), \\ CH &= F(H, T_{tr}), \end{aligned} \quad (3.37)$$

де T_{tr} - постійна часу нагріву силового трансформатора; F - функціонал; t_0 - температура повітря; H - рівень навантаження.

Чіткі дані з датчиків рівня масла (УМ), температури масла (ТМ), температури повітря (ТП) та рівня навантаження (СН) через груповий контролер (ГК) передаються в компонент формалізації ситуації. Нечіткі множини (за формулою 3.37) будемо уявляти розширеними нечіткими числами, що описуються термінами множин виду T_N^m :

$$\begin{aligned} UM &= \langle T_R^{UM}, T_{LR}^{UM}, T_L^{UM} \rangle, \\ TM &= \langle T_{LR1}^{TM}, T_{LR2}^{TM} \rangle, \\ TB &= \langle T_{LR1}^{TB}, T_{LR2}^{TB} \rangle, \\ CH &= \langle T_{LR1}^{CH}, T_{LR2}^{CH} \rangle. \end{aligned} \quad (3.38)$$

База знань, сформована на основі результатів статистичних досліджень, експериментів та експертних опитувань, заповнюється формалізованими описами ситуацій S_k^l , об'єднаних у класи S^l . S^2 - «Допустимий тепловий режим трансф-ра»; S^1 - «Нормальний тепловий режим трансф-ра»; S^4 - «Низький рівень

масла та перевантаження трансформатора»; S^3 - «Гранично допустимий тепловий режим трансф-ра»; S^5 - «Висока температура приміщення трансформаторної»; S^7 - «Максимально перевантажений трансформатор»; S^8 - «Тече масло у трансформаторі»; S^6 - «Занадто низький рівень масла у трансформаторі»; S^9 - «Можливі внутрішні пошкодження та витік масла у трансформаторі»; S^{11} - «Показує занижену ТМ. Можливі внутрішні пошкодження трансформатора або датчика ТМ»; S^{10} - «Можливі внутрішні пошкодження трансформатора»; S^{13} - «Показує занижену ТП. Можливі внутрішні пошкодження трансформатора або датчика ТП»; S^{12} - «Показує завищену ТП. Можливі внутрішні пошкодження трансформатора або датчика ТП»; S^{15} - «Потрібна додаткова інформація щодо вихідних даних»; S^{14} - «Показує завищену ТП. Можливі внутрішні пошкодження трансформатора або датчика ТВ».

Типові ситуації, поділені на класи та описані таким чином, зберігаються в базі знань. Класифікована інформація, що є ядром продукції, періодично (з частотою опитування датчиків) надходить до розв'язувача ДЕСТ. Оскільки тип інформації повністю відповідає виду ядер продукції типових ситуацій, що зберігаються в базі знань експертів, у розв'язувачі відбувається порівняння за нечіткою мірою рівності, вираженою функцією належності μ_E відповідно до виразу:

$$\mu_E(s_i, s_k^1) = \mu_E(s_i \leftrightarrow s_k^1) = 1, s_i = s_k^1. \quad (3.39)$$

Таким чином, з 15 класів, що містять 81 типову ситуацію, розв'язувач обирає одну, яка відповідає поточним даним ситуації.

3.8 Висновки на основі матеріалу третього розділу

1. Створено й імплементовано алгоритм ймовірнісної моделі в програмному середовищі Matlab, що дозволяє моделювати роботу підстанцій з урахуванням явних і прихованих відмов обладнання. Результати симуляцій підтверджують правильність теоретичних моделей для обчислення коефіцієнта

готовності трансформаторів на підстанціях 10/0,4 кВ, а також збігаються з результатами статистичних випробувань, виконаних методом Монте-Карло.

2. За підсумками моделювання оптимальні значення коеф. готовності для трьох категорій споживачів виявилися в межах довірчого інтервалу з ймовірністю 95%. Для споживачів 1-ої категорії рекомендується періодичність ТО не рідше ніж раз на 15 днів, з метою підтримки коеф. готовності k_z не нижче 0,928. Для споживачів другої категорії оптимальна періодичність становить 20-25 днів (коефіцієнт 0,891-0,909), залежно від умов господарювання. Для третьої категорії рекомендується проводити ТО не рідше одного разу на 27 днів для досягнення значення $k_z = 0,877$. Ці рекомендації відповідають експертним оцінкам щодо частоти ТО для забезпечення надійності трансформаторів.

3. Результати експерименту підтвердили наявність взаємозв'язку між основними діагностичними параметрами: рівень масла, температура навколишнього середовища та навантаження на трансформатор. Аналіз очищених даних показав виражену лінійну залежність між факторами «навантаження - температура навколишнього середовища» ($R^2_{zx} = 0,651...0,930$) та «навантаження - температура масла» ($R^2_{xy} = 0,648...0,969$). Зв'язок між температурою навколишнього середовища та температурою масла також виявився стабільним, з коефіцієнтами ($R^2_{zy} = 0,326...0,951$) в різних умовах.

4. Отримані результати фізичних експериментів підтверджують, що запропоновані діагностичні фактори можуть ефективно використовуватися для оцінки стану обладнання та прогнозування можливих дефектів у трансформаторах підстанцій 10/0,4 кВ. У разі зміни періодичності ТО відповідно до цих рекомендацій, бригада технічного обслуговування повинна також реєструвати рівень вираженості діагностичних факторів для більш точного прогнозування ймовірності відмов. В основі програмного комплексу для діагностики та моніторингу обладнання використано нечітко-множинну модель, що дозволяє значно скоротити час виявлення прихованих відмов з 182 до 47 днів в середньому по всіх типах обладнання.

ЗАГАЛЬНІ ВИСНОВКИ

1. Запропоновано формули для визначення оптимальних значень коефіцієнта готовності обладнання підстанцій 10/0,4 кВ, на основі яких визначено оптимальні періодичності ТО підстанцій для різних категорій сільськогосподарських споживачів. Для споживачів першої групи рекомендована періодичність ТО становить 10-48 днів ($k_z = 0,891-0,979$), для другої - 20-68 днів ($k_z = 0,891-0,972$), для третьої - 30-84 дні ($k_z = 0,891-0,965$).

2. Запропоновано формулу для розрахунку коефіцієнта надійності ТП з урахуванням явних, прихованих відмов і розвиваючих дефектів. За цією формулою актуальне значення коефіцієнта готовності для типових ТП становить $k_z = 0,6584$, що значно нижче оптимальних значень для всіх економічних категорій сільськогосподарських виробників. За результатами статистики відмов найбільш часто відмовляють силові трансформатори, релейний захист і автоматичні вимикачі. Запобігання прихованим відмовам цих елементів підвищить коефіцієнт готовності до $k_z = 0,9063$, що потрапляє в оптимальні інтервали.

3. Обґрунтовані терміни періодичності ТО для сільських електричних мереж. При ТО раз на місяць час виявлення прихованих відмов скорочується до 360 годин, а коефіцієнт готовності дорівнює $k_z = 0,8523$. При ТО кожні 3 тижні (час скорочується до 252 годин) коефіцієнт готовності - $k_z = 0,8917$. Для досягнення $k_z = 0,9608$ періодичність можна скоротити до одного разу на тиждень. Періодичність ТО має варіюватися з огляду на витрати на його проведення.

4. Встановлено аналітичну модель, що визначає взаємозв'язок між запропонованими діагностичними факторами (температура трансформатора, температура навколишнього середовища, рівень масла в баку трансформатора, рівень навантаження) і їх вплив на термічний стан трансформатора, що створює умови для розвитку прихованих дефектів. Це дозволить впровадити більш раціональну систему обслуговування за станом.

5. Розроблено трьохетапну процедуру збору експертних оцінок найбільш типових відмов обладнання ТП 10/0,4 кВ і визначення небезпечних комбінацій діагностичних факторів за допомогою анкет і інтерв'ю. Виявлені основні

причини відмов зношеного обладнання, а також спосіб вчасного виявлення розвиваючих дефектів - добросовісне проведення ТО з періодичністю, зазначеною раніше.

6. Запропоновано метод підвищення надійності, що базується на взаємозв'язку періодичності ТО та економічних категорій споживачів. Це дозволяє проводити ТО відповідно до оптимальних інтервалів, використовуючи термічну модель для діагностики прихованих дефектів, з оцінкою ступеня ризику появи дефектів за допомогою експертів.

7. Розроблено й реалізовано ймовірнісну модель в програмному комплексі Matlab, яка імітує функціонування ТП з урахуванням явних і прихованих відмов. Результати моделювання підтвердили теоретичні моделі для розрахунку коефіцієнта готовності зношеного обладнання ТП 10/0,4 кВ на основі методу Монте-Карло.

8. За результатами моделювання оптимальні значення коефіцієнта готовності для трьох груп споживачів потрапили в довірчі інтервали відповідних імітаційних моделей з ймовірністю $g = 0,95$. Для першої категорії рекомендована періодичність ТО не рідше ніж раз на 15 днів для досягнення $k_z = 0,928$. Для другої категорії - ТО раз на 20-25 днів ($k_z = 0,891...0,909$). Для третьої категорії - ТО не рідше ніж раз на 27 днів для досягнення $k_z = 0,877$.

9. Фізичний експеримент підтверджує зв'язок між діагностичними факторами: рівень масла, температура навколишнього середовища і рівень навантаження, що впливають на термічний стан трансформатора. Коефіцієнти детермінації очищених даних підтверджують наявність вираженого лінійного зв'язку між факторами: «нагрузка - температура навколишнього середовища» ($R^2_{zx} = 0,651...0,930$) та «нагрузка - температура масла» ($R^2_{xy} = 0,648...0,969$).

10. Результати фізичних експериментів дають підстави стверджувати, що запропоновані діагностичні фактори можуть використовуватися для оцінки робочого стану та прогнозування розвитку дефектів у зношеному обладнанні ТП 10/0,4 кВ. Це дозволить здійснювати оперативне фіксування рівнів діагностичних факторів, що дасть точну картину термічного стану трансформатора і оцінку ймовірності розвитку дефектів, викликаних перегрівом обладнання. Програмний комплекс ДЕСТ дозволяє значно скоротити час виявлення прихованих відмов з 182 до 47 днів.

ПЕРЕЛІК ПОСИЛАНЬ

1. Pansini, A.J., & Kurrass, K.D. *Power Transmission and Distribution*. The Fairmont Press. 2002.
2. Кулик, Б.М. Вплив експлуатаційних факторів на ресурс силового електрообладнання. Електротехніка і електромеханіка, 2018, 5, 25-30.
3. Montgomery, R., & Meral, M.E. (2015). *Transformer Aging and Diagnostic Testing*. Springer. У книзі досліджуються питання, пов'язані з оцінкою зносу та старіння трансформаторів, зокрема теплове старіння.
4. Єрмолаєв С.О., Мунтян В.О., Яковлев В.Ф. Експлуатація і ремонт електрообладнання та засобів автоматизації / За редакцією С.О. Єрмолаєва. -К: Урожай, 2003. -543 с.
5. Sharma, A.K., & Verma, N.K. A Comprehensive Review on Transformer Condition Monitoring and Assessment Techniques. *Electrical Engineering*, 101, 2019,1309–1327.
6. Товажнянський, Л.Л., та ін. Діагностика і надійність електричних машин. Політехніка. 2008.
7. Saha, T.K. (2003). Review of Modern Diagnostic Techniques for Assessing Insulation Condition in Aged Transformers. *IEEE Transactions on Dielectrics and Electrical Insulation*, 10(5), 903–917.
8. Бабак, С.В., та Місяць, С.О. (2017). Методи прогнозування зносу ізоляції трансформаторів. Наукові праці Національного університету водного господарства та природокористування, 4, 45-52.
9. Роговий, В.М. (2010). Моніторинг технічного стану силових трансформаторів. *Енергетика: економіка, технології, екологія*, 2, 24-32.
10. Петренко, В.О. Основи надійності електротехнічних систем. Київ: Наукова думка, 2018.
11. Smith, J. *Transformer Station Reliability*, Springer, 2020, DOI: 10.1007/978-3-030-14839-1.

12. "Energy Management in Distribution Systems", IEEE Transactions on Power Systems, 2019, DOI: 10.1109/TPWRS.2019.2956732.
13. 1. Болбасова, Н. О., Сімахіна, Г. О.. Надійність та ефективність електротехнічних систем. Київ: Наукова думка. 2019.
14. Вітер, О. М., Литвин, В. В. Діагностика та технічне обслуговування трансформаторів високої напруги. Харків: ХНЕУ ім. С. Кузнеця. 2018.
15. Mahmoud, A. I., & Mousa, M. A. (2017). Transformer Condition Monitoring and Reliability Improvement in Power Systems. IEEE Transactions on Power Delivery, 32(4), 1214-1222.
16. Ehsani, M., & Arfaee, M. (2018). Power Transformer Diagnostics and Preventive Maintenance in Aging Electrical Systems. Journal of Electrical Engineering, 69 (3), 122-130.
17. Mork, B.A., Gonzalez, F., et al. Transformer Condition Monitoring and Assessment. Power Engineering Society General Meeting, IEEE, 2018.
18. Arshad, M., & Islam, S.M. (2007). Power transformer insulation aging assessment. IEEE Transactions on Dielectrics and Electrical Insulation, 14(2), 384–395.
19. Клименко, А.О. Оцінка ресурсу силових трансформаторів з урахуванням температурного впливу. Енергетика та електрифікація, 3. 2015, 18-24.
20. IEEE Std C57.91-2011 - IEEE Guide for Loading Mineral-Oil-Immersed Transformers and Step-Voltage Regulators. 2011.
21. Рибак, М. В., Олійник, І. В. Системи технічної діагностики електротехнічного обладнання. Львів: Львівська політехніка, 2021.
22. Jiang, X., Wang, B., & Wu, J. (2021). Machine Learning Approaches for Power Transformer Fault Diagnosis. Energy Reports, 7, 5835-5843.
23. Прокопенко, О. В., Тесля, С. Ю. Оцінка надійності та методи діагностики електрообладнання. — Харків: Харківський національний університет ім. В. Н. Каразіна, 2018.

24. Moraes, R. E., Amaral, L. P., & da Silva, M. M. (2020). A Framework for Using Expert Knowledge in the Diagnosis of Power Transformers. *Electric Power Systems Research*, 180, 106178.
25. Moraes, R. E., Amaral, L. P., & da Silva, M. M. (2020). A Framework for Using Expert Knowledge in the Diagnosis of Power Transformers. *Electric Power Systems Research*, 180, 106178.
26. Vahidi, B., Akbari, M., & Shokrzadeh, S. (2020). Application of Fuzzy Logic for Fault Detection in Power Transformers. *IEEE Transactions on Dielectrics and Electrical Insulation*, 27(3), 839-847.
27. Jiang, X., Wang, B., & Wu, J. (2021). Machine Learning Approaches for Power Transformer Fault Diagnosis. *Energy Reports*, 7, 5835-5843.
28. Рибак, М. В., Олійник, І. В. Діагностика трансформаторного обладнання електроенергетичних систем. — Львів: Видавництво Львівської політехніки, 2020.
29. Овчаров В.В. Эксплуатационные режимы работы и непрерывная диагностика электрических машин в сельскохозяйственном производстве / В.В. Овчаров // — К.: УСХА, 1990. — 168с.
30. Статистичні методи моделювання в енергетиці. Теорія та практика. Публікації 19, 51.
31. Fishman, George S. Monte Carlo : concepts, algorithms, and applications. — Springer, 1996. — ISBN 0-387-94527-X.
32. Foulkes, W. M. C. , Mitas, L. , Needs, R. J. and Rajagopal, G. Quantum Monte Carlo simulations of solids, — *Reviews of Modern Physics* 73 (2001).
33. Pyzdek, Thomas. Six Sigma Handbook: A complete Guide for Green Belts, Black Belts, and Managers at All Levels, - New York: The McGraw-Hill Companies, Inc., 2003. - ISBN-10: 0071410155
34. Жидецький В. Ц., Джигирей В. С, Сторожук В. М. та ін. Практикум із охорони праці. Навчальний посібник / За ред. канд. техн. наук, доцента В. Ц. Жидецького. - Львів, Афіша, 2000 - 352 с.

ДОДАТОК.

Додаток А. ОХОРОНА ПРАЦІ

А.1 Охорона праці

А.1.1 Характеристика об'єкта проектування.

Для подальшого покращення умов праці та її охорони необхідно ширше використовувати досягнення науки і техніки, вдосконалювати технологію обладнання для забезпечення безпечних умов праці. При розробці роботи передбачається обов'язкова розробка заходів по охороні праці з метою систематизації, закріплення і розширення знань.

Загалом ці об'єкти по типу виробництва, по санітарній небезпеці відносяться до четвертого та п'ятого класу, ширина санітарної зони в відповідності з СНіП 245-77 повинні бути не менше 50 м. По електричній небезпеці приміщення відносяться до приміщення з підвищеною небезпекою в зв'язку з наявністю струмопровідних полів. По пожежній безпечності відносяться до категорії "Д" (характеризується наявністю тільки незгораємих речовин і матеріалів в холодному стані), крім корпусу 1 . Ступінь пожежної стійкості згідно СНіП приміщення V.

А1.2 Аналіз шкідливих факторів

Температура на робочих місцях в холодний та перехідний періоди нижче 18° С, що не знаходиться в межах гранично допустимих норм для роботи середньої ваги (норма 18°-22°С). В жаркий період температура в окремих точках приміщення відділення станції може доходити до 28°-30°С, що не відповідає нормам (норма 22°-27°) ДЕСТ 12.1.005-76. Концентрація пилу - 1,6-1,8 мг/м³, що не знаходиться в межах норми (ПДК=1 мг/м³). Загазованість окисом вуглецю – 5 мкг/м³ (при нормі ПДК= 20 мкг/м³) СНіП 245-71. Рівень звуку і звукового тиску складає 83 і 85 дБ відповідно, що перевищує норму (не більше 75 дБ). Низькочастотні вібрації полу становлять 96 дБ, що перевищує норму 92 дБ (ДЕСТ 12.2.007.0-75, ДЕСТ 17770-72, ДЕСТ 16372-77, ДЕСТ 16291-71).

Освітлення загальна становить 150 лк, що являється нормою для загального освітлення (150 лк). Недостатнє освітлення робочих місць місцевим освітленням (250 лк) (ДЕСТ 12.2.007.9.75, Сніп 11-479).

A1.3 Аналіз небезпечних факторів

В приміщенні молочного цеху кабельні лінії виконані напругою 0,4 кВ з глухо заземленою нейтраллю. [34]

Пошкодження електричним струмом виникає по ряду слідуючи причин:

- Необучення працюючих поводження з електричним обладнанням;
- Невідповідність класифікаційних груп виконуючої роботи;
- Неправильно виписаний допуск до роботи;
- Незабезпеченість персоналу індивідуальними засобами захисту;
- Незадовільний контроль техніч. персоналом справного ел. установок;
- Неякісне і несвоєчасне виконання профілактичних ремонтів електричних установок;
- Відсутність на робочих місцях інструкцій по правилах поводження з електроустановками;
- Відсутність надійних обмежень струмоведучих частин;
- Порухення правил монтажу проводів, арматури і електрообладнання, а також монтажу обладнання без обліку категорії приміщення;
- Відсутність або неправильне виконання ізоляційних пристроїв;
- Зневажливе відношення до засобів захисту;
- Відсутність або неправильне проведення інструктажу по ТБ;
- Відсутність блокування включення автоматичним обладнанням;
- Відсутність устрою сигналізації ввімкненого стану обладнання.

Крім безпеки пораження електричним струмом виникає небезпека при роботі обертаючих частин.

Електричний струм може привести до пожежі або вибуху в результаті:

- Несправності електричних мереж і обладнання;

- Помилки при вмиканні компресорів;
- При перегріві кабелів і конденсаторних батарей внаслідок їх несправності або ненадійності з'єднань;
- При невиконанні технічних і організаційних заходів;
- При перевантаженні обладнання і мереж;
- При к.з. в мережах небезпека пожежі багатократно збільшується.

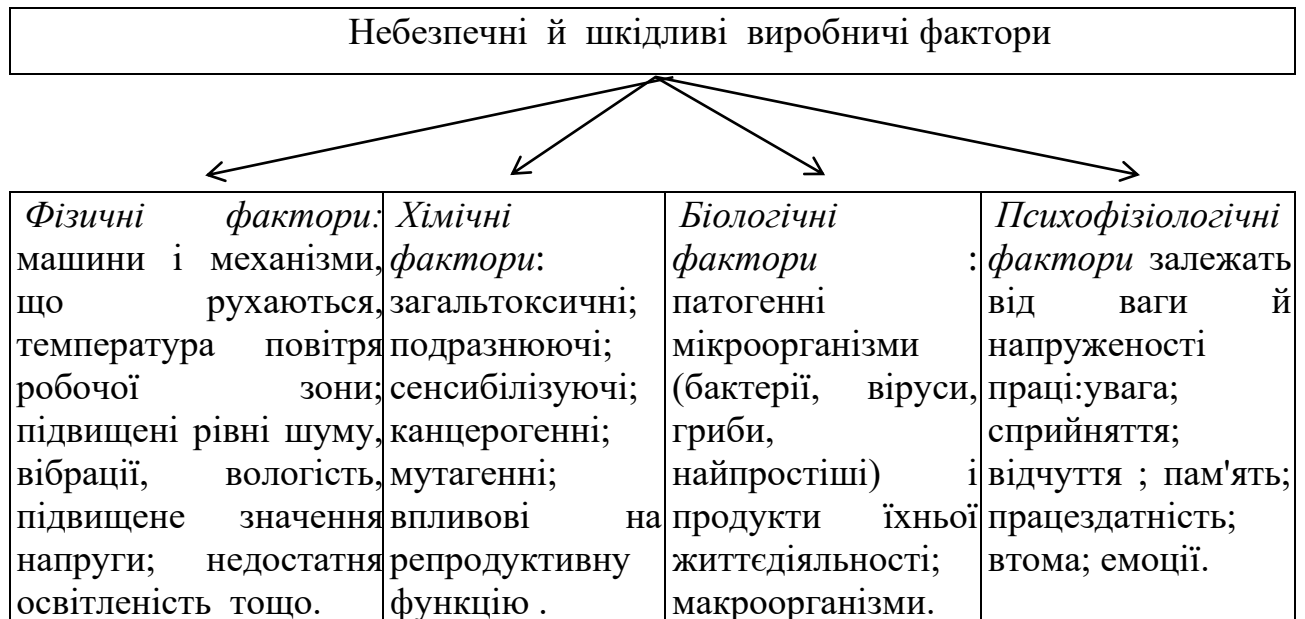


Рисунок А1.1 - Небезпечні й шкідливі виробничі фактори

А1.4. Заходи при ліквідації шкідливих факторів

Для ліквідації шкідливих факторів в ДП передбачені наступні заходи:

- Герметизація вікон і дверей для ліквідації підвищеної швидкості повітря.
- Обладнання компресорної вентиляцією з діючими санітарними нормами підприємств.
- Для персоналу встановлюється шумоізоване приміщення.
- Регулярне вологе прибирання для запобігання запиленості та замасленості поверхні.
- Приміщення автоматики неузгодження фаз руху поршнів компресорів в цілях зменшення вібрації. [34]

A1.5. Заходи по ліквідації небезпечних факторів

Для ліквідації небезпечних факторів передбачені слідуочі заходи:

- Вивчення персоналу безпечним методам роботи;
- Застосування безпечної техніки по ДЕСТ 12.2.007.0-75 і електрозахисних засобів ДЕСТ 12.1.009-76;
- Регулярний профілактичний і технічний контроль і догляд за обладнанням, контроль ізоляції;
- Застосування захисного відключення ДЕСТ 12.2.007.0-75;
- Застосування заземлення обладнання ДЕСТ 12.2.007.1-75;
- Виконання техніки безпеки при виконанні електроремонтних робіт.

До початку проведення робіт в електроустановках необхідно виконати технічні і організаційні заходи по забезпеченню електробезпеки.

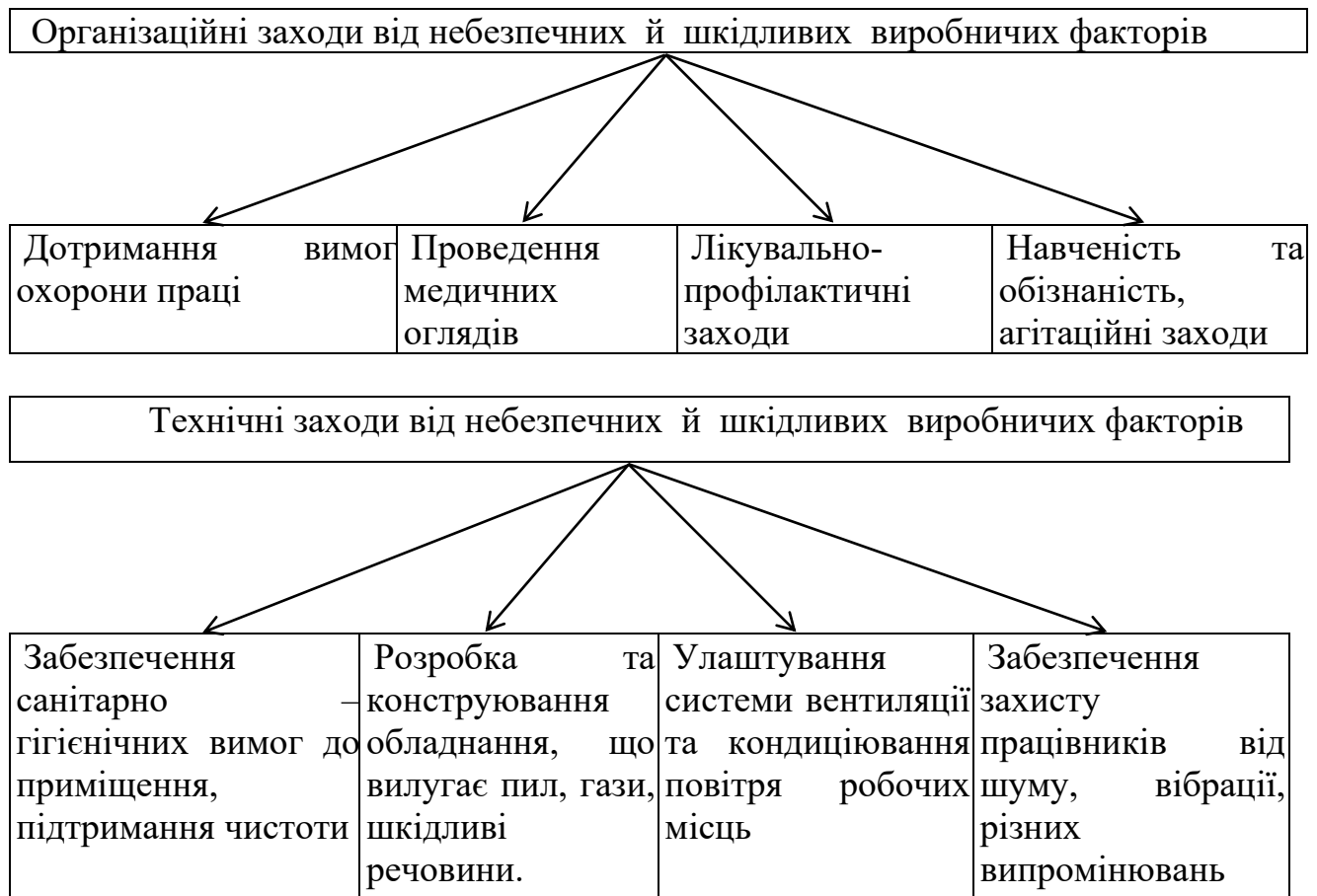


Рисунок А 1.2 - Організаційні та технічні заходи від небезпечних й шкідливих виробничих факторів

A1.6 Засоби індивідуального захисту від несприятливих факторів повітряного середовища.

Засоби індивідуального захисту застосовують для попередження або зменшення дії на працюючих небезпечних і шкідливих виробничих факторів. Їх класифікують таким чином: засоби захисту органів дихання (протигази, респіратори, пневмошлеми, пневмомаски); спеціальний одяг (комбінезони, напівкомбінезони, куртки, костюми, брюки, халати, кожухи фартухи, жакети, нарукавники); спеціальне взуття (чоботи, ботфорти, напівчоботи, ботінки, туфлі, галоші, боти); засоби захисту рук (рукавиці); засоби захисту голови (каска, шлеми, шапки, шляпи, берети); засоби захисту обличчя (захисні маски, щитки); засоби захисту органів слуху (протишумні навушники і шлеми, вушні вкладиші); засоби захисту очей (захисні очки); захисні дерматологічні засоби (пасти, мазі, креми, миючі засоби). [34]

A1.7 Розрахунок заземлення

У відповідності з ПУЕ, всі металеві частини електроустановок, які в процесі роботи не мають з'єднання з струмопровідними частинами, але можуть потрапити під напругу, повинні бути заземлені [34].

Трансформаторні підстанції напругою 10/0,4 кВ на стороні 0,4 кВ мають глухозаземлену нейтраль. З'єднання обмоток цехових трансформаторів Δ/Y нулем. Струм замикання на землю 27 А. Для цехового обладнання використовується заземлення.

Цехові підстанції отримують живлення від 2 кабелів, що прокладені в одній траншеї.

Ґрунт – супісь, другий кліматичний район.

Розрахунок зводиться до визначення вертикальних заземлювачів і довжини з'єднувальної смуги з розміщенням на плані.

Визначаємо норму на опір заземлення R_3^H .

Якщо заземлюючий пристрій використовується одночасно для

електроустановок напругою до 1000 В та вище:

$$R_3 \leq \frac{125}{I_3} = \frac{125}{27} = 4,63 \text{ Ом}$$

Згідно ПУЕ, так як сумарна потужність струмоприймачів більш 100 кВА то R_3 повинен бути не більше 4 Ом. Приймаємо $R_3 = 4 \text{ Ом}$.

Визначаємо розрахунковий питомий опір ґрунту:

$$\rho_p = \rho_{\text{табл}} \cdot \psi = 200 \cdot 1,3 = 260 \text{ Ом} \cdot \text{м}$$

де $\rho_{\text{табл}}$ – табличне значення, для чорнозему $\rho_{\text{табл}} = 200 \text{ Ом} \cdot \text{м}$ табл. 3.10 [34];

ψ – підвищуючий коефіцієнт, для України, для стержньових заземлювачів $\psi = 1,2 \dots 1,4$.

Опір одинарного вертикального заземлювача:

$$\begin{aligned} R_o &= 0,366 \cdot \frac{\rho_{\text{розр}}}{l} \cdot \left(\lg \frac{2l}{d} + \frac{1}{2} \lg \frac{4t+l}{4t-l} \right) = \\ &= 0,366 \cdot \frac{260}{5} \cdot \left(\lg \frac{2 \cdot 5}{2,5} + \frac{1}{2} \lg \frac{4 \cdot 3 + 5}{4 \cdot 3 - 5} \right) = 15,1 \text{ Ом} \end{aligned}$$

де l – довжина заземлювача, приймаємо 5 м;

d – діаметр заземлювача (приймаємо стрижні діаметром 2,5 см).

$$t = h + \frac{l}{2} = 0,5 + \frac{5}{2} = 3 \text{ Ом}$$

де h – глибина прокладки смуг (згідно ПУЕ – 0,5...0,8 м).

Приймаємо електроди прокладені по замкнутому контуру згідно плану і знаходимо орієнтовну кількість заземлювачів:

$$n_o = \frac{R_e}{R_3 \cdot \eta_o} = \frac{15,1}{4,059} = 6,4 \approx 7 \text{ шт.}$$

де η_o – коефіцієнт використання ряду заземлювачів, для $\frac{a}{l} = \frac{4}{5} = 0,8$,

$\eta_o = 0,59$.

$a = 4 \text{ м}$ – відстань між електродами згідно ПУЕ.

Довжина горизонтальної з'єднувальної смуги:

$$l_n = 1,05a \cdot n = 1,05 \cdot 4 \cdot 7 = 29,4 \text{ м}$$

Опір смуги з урахуванням екранування:

$$R_n = 0,366 \cdot \frac{\rho_{\text{розр}}}{l_n \cdot \eta_n} \cdot \lg \frac{2l_n}{b \cdot n} = 0,366 \cdot \frac{260}{29,4 \cdot 0,51} \cdot \lg \frac{2 \cdot 29,5^2}{0,01 \cdot 7} = 27,88 \text{ Ом}$$

де η_n – коефіцієнт використання з'єднувальної смуги шириною $b = 10$ мм та товщиною 5 мм

Необхідний опір вертикальних заземлювачів з урахуванням опору з'єднувальної смуги:

$$R_{mp} = \frac{R_n \cdot R_3^H}{R_n - R_3^H} = \frac{27,98 \cdot 4}{27,98 - 4} = 4,67 \text{ Ом}$$

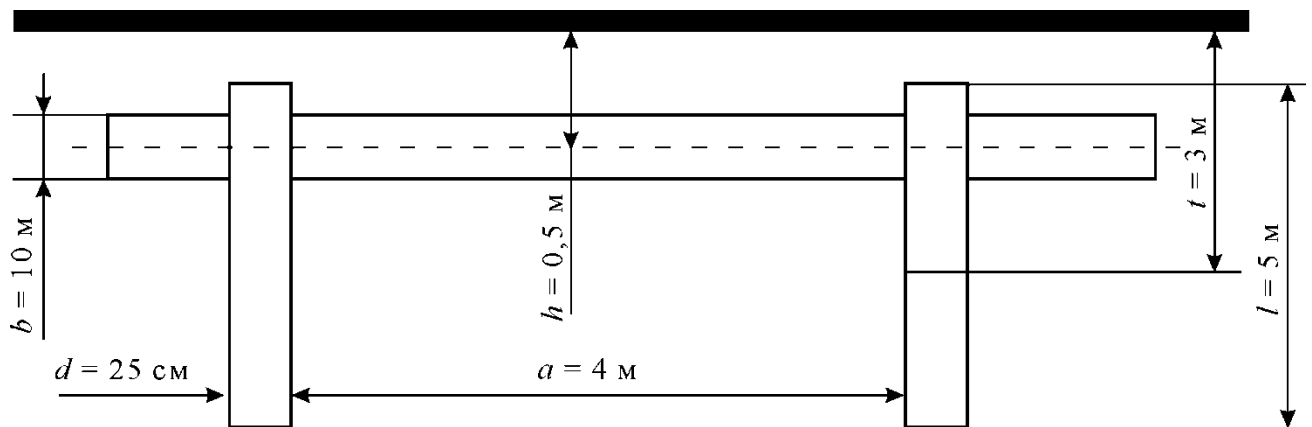


Рисунок А1.3 - Схема прокладки заземлення

Остаточна кількість заземлювачів:

$$n = \frac{R_o}{R_{mp} \cdot \eta_o} = \frac{15,1}{4,67 \cdot 0,59} = 5,5 \approx 6 \text{ шт.}$$

Проводимо перевірку опору заземлювача і порівнюємо отримане значення з нормуємим:

$$R_3 = \frac{1}{\frac{1}{R_{mp}} + \frac{1}{R_n}} = \frac{1}{\frac{1}{4,67} + \frac{1}{28,88}} = 3,99 \text{ Ом}$$

Перевірка: $3,99 \text{ Ом} < 4 \text{ Ом}$

A1.8 Протипожежні заходи

Основним вогнегасильними речовинами є вода, пісок, піна, водяні розчини солей, негорючі гази, галоїдоводневі склади та сухі вогнегасильні порошки. [34]

Вода є найбільш поширеними засобом гасіння пожеж. Потрапляючи у зону горіння, вода нагрівається і випаровується, поглинаючи велику кількість тепла. При випаровуванні води утворюється велика кількість пари (з 1 літра води – 1.7 літрів пари), який перешкоджає доступу повітря в осередок горіння.

Для гасіння можливого вогнища необхідно мати наступну кількість води:

$$W = \frac{3600 Q_p t_p n_h}{1000} = \frac{3600 \cdot 40 \cdot 43 \cdot 1}{1000} = 6192 \text{ м}^3$$

де W – необхідна протипожежна кількість води, м^3 ;

Q_p – розрахункові витрати води, $\text{м}^3/\text{с}$;

$$Q_p = Q_H - Q_{BH} = 30 + 10 = 40 \text{ м}^3/\text{с}$$

де Q_H , Q_{BH} – розрахункові витрати води на пожежогасіння;

t_p – розрахункова тривалість пожежі, $t_p = 43$;

n_p – розрахункова кількість пожеж за рік, $n_p = 1$.

Одним з найважливіших заходів при гасінні пожеж є евакуація з приміщень виробничих будівель. Для евакуації людей у випадку пожежі виконано розрахунок загальної ширини евакуаційного проходу:

$$B = \frac{M \cdot C}{t \cdot f} = \frac{368 \cdot 0,6}{25 \cdot 4} = 2,2 \text{ м};$$

де M – кількість працюючих у найчисельнішу зміну;

$$M = П + 0,05П = 350 + 0,05 \cdot 350 = 368 \text{ чол.};$$

де $П$ – кількість працюючих; C – номінальна ширина евакуаційного проходу ($C = 0,6 \text{ м}$); t – час виходу потоку людей ($t = 25 \text{ чол/хв}$);

f – час, протягом якого усі працюючі вийдуть:

$$f = A/D = 40/20 = 2 \text{ хв} < t_n = 3 \text{ хв},$$

де A – найбільша довжина виходу ($A = 40 \text{ м}$);

V – швидкість руху людей ($V = 20 \text{ м/хв}$).