

**СХІДНОУКРАЇНСЬКИЙ НАЦІОНАЛЬНИЙ УНІВЕРСИТЕТ
ІМЕНІ ВОЛОДИМИРА ДАЛЯ**

Факультет інженерії

Кафедра електричної інженерії

ПОЯСНЮВАЛЬНА ЗАПИСКА

**до кваліфікаційної магістерської роботи
освітньо-кваліфікаційного рівня магістр**

галузі знань 14 електрична інженерія

зі спеціальності 141 електроенергетика, електротехніка та електромеханіка

**на тему ДОСЛІДЖЕННЯ ТЕХНІЧНОГО СТАНУ ТРАНСФОРМАТОРІВ ТА
РОЗРОБКА ДІАГНОСТИЧНОГО КОМПЛЕКСУ**

Виконав: студент групи ЕЕ-22дм

Федоров Я. В. _____

(прізвище, та ініціали)

Керівник

доц. Філімоненко К. В. _____

(прізвище, та ініціали)

Завідувач кафедри

доц. Руднев Є. С. _____

(прізвище, та ініціали)

Київ
2023 р.

СХІДНОУКРАЇНСЬКИЙ НАЦІОНАЛЬНИЙ УНІВЕРСИТЕТ
ІМЕНІ ВОЛОДИМИРА ДАЛЯ

Факультет інженерії

Кафедра електричної інженерії

Освітньо-кваліфікаційний рівень магістр

Напрямок підготовки 14 «Електрична інженерія»

Спеціальність 141 «Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка»

ЗАТВЕРДЖУЮ
завідувач кафедри

доц. Руднєв Є. С.

« ____ » _____ 2023 року

ЗАВДАННЯ
НА МАГІСТЕРСЬКИЙ ПРОЕКТ СТУДЕНТУ

Федорову Ярославу Вадимовичу

1. Тема проекту Дослідження технічного стану трансформаторів та розробка діагностичного комплексу

2. Керівник проекту доц., к.т.н. Філімоненко Костянтин Вадимович
(прізвище, ім'я, по батькові, науковий ступінь, вчене звання)

затверджені наказом вищого навчального № 564/15.23-С від 23.10.2023

Строк подання студентом проекту 05 грудня 2023 р.

3. Вихідні дані до проекту (роботи) Вихідні данні визначені в переліку питань, що підлягають розробці в магістерській роботі

4. Зміст розрахунково-пояснювальної записки (перелік питань, які потрібно розробити) Аналіз технічного стану та загальних проблем об'єктів енергетики., Аналіз існуючих методів і засобів діагностування трансформаторів., Розробка діагностичного комплексу силових трансформаторів., Формування системи моніторингу об'єктів енергетики.

5. Перелік графічного матеріалу (з точним зазначенням обов'язкових креслень)

Плакати, що пояснюють суть магістерської роботи , презентація.

6. Консультанти розділів проекту

Розділ	Прізвище, ініціали та посада консультанта	Підпис, дата	
		завдання видав	завдання прийняв
1 - 4	доц. Філімоненко К. В.		

7. Дата видачі завдання _____ 16 жовтня 2023 р.

КАЛЕНДАРНИЙ ПЛАН

№ з/п	Назва етапів виконання магістерської роботи	Строк виконання етапів	Примітка
1.	Аналіз літературних джерел, технічного стану та загальних проблем об'єктів енергетики	16.10- 22.10.2023	
2.	Дослідження будови і роботи трансформатора	22.10- 29.10.2023	
3.	Аналіз існуючих методів і засобів діагностування трансформаторів	30.10- 06.11.2023	
4.	Розробка діагностичного комплексу силових трансформаторів	07.11- 19.11.2023	
5.	Формування системи моніторингу об'єктів енергетики	20.11- 30.11.2023	
6.	Оформлення магістерської роботи	01.12- 06.12.2023	

Студент _____

Федоров Я. В.
(прізвище та ініціали)

Керівник проекту _____

доц. Філімоненко К.В.
(прізвище та ініціали)

РЕФЕРАТ

Магістерська робота Федоров Я.В. «Дослідження технічного стану трансформаторів та розробка діагностичного комплексу».

Сторінок – 99; Рисунків – 26; Таблиць –23; використаних джерел – 36.

Магістрантська робота присвячена дослідженню технічного стану трансформаторів та розробці діагностичного комплексу/

Під час виконання над магістерською роботи було вирішено такі завдання:

Виконано вивчення та аналіз технічного стану та загальних проблем об'єктів енергетики; вивчено особливості експлуатації силових трансформаторів та причини відмов при їх експлуатації; проведено аналіз існуючих методів та засобів діагностування трансформаторів; встановлено, що найбільш досконалою є система діагностичного моніторингу системи TDM (Transformer Diagnostics Monitor); запропоновано методику комплексної якісної оцінки технічного стану трансформаторів.

КЛЮЧОВІ СЛОВА: СИЛОВИЙ ТРАНСФОРМАТОР, ІНТЕЛЕКТУАЛЬНА СИСТЕМА ДІАГНОСТИКИ; МОНІТОРИНГ ТЕХНІЧНОГО СТАНУ

SUMMERY

Fedorov Yaroslav. « Investigation of the technical condition of transformers and development of a diagnostic complex» VOLODYMYR DAHL EAST UKRAINIAN NATIONAL UNIVERSITY. ELECTRICAL ENGINEERING DEPARTMENT, gr. EE-22dm. – Kyiv, 2023.

Pages – 99; Drawings – 26; Tables –23; Sources – 36.

Master's paper is devoted to the study of the technical condition of transformers and the development of a diagnostic complex

During the work on the master's paper, the next tasks were solved: Study and analysis of the technical condition and general problems of energy facilities; study of the peculiarities of operation of power transformers and the causes of failures during their operation; analysis of existing methods and means of diagnosing transformers; it was found that the most advanced system of diagnostic monitoring of the TDM system (Transformer Diagnostics Monitor); Proposed a methodology for a comprehensive qualitative assessment of the technical condition of transformers.

KEY WORDS: POWER TRANSFORMER, INTELLIGENT DIAGNOSTIC SYSTEM; TECHNICAL CONDITION MONITORING

ЗМІСТ

СПИСОК УМОВНИХ СКОРОЧЕНЬ І ПОЗНАЧЕНЬ	6
ВСТУП	7
РОЗДІЛ 1 РОЗПОДІЛЬНІ ЕЛЕКТРИЧНІ МЕРЕЖІ, ЯК ОБ'ЄКТ ДОСЛІДЖЕННЯ З ТОЧКИ ЗОРУ НАДІЙНОСТІ	12
1.1 Загальна характеристика генеруючих об'єктів ОЕС	13
1.2 Загальна характеристика магістральних електричних мереж	19
1.3 Технічний стан розподільних електричних мереж	21
1.4. Технічний стан та організація експлуатації енергетичного обладнання споживачів	26
1.5. Аналіз проблемних питань об'єктів енергетики	28
1.6 Загальні підходи до формування системи моніторингу об'єктів енергетики	30
1.7. Дослідження будови і роботи трансформатора	33
1.8. Особливості експлуатації силових трансформаторів	37
1.9 Дослідження пошкоджуваності трансформаторів	40
РОЗДІЛ 2 АНАЛІЗ ІСНУЮЧИХ МЕТОДІВ І ЗАСОБІВ ДІАГНОСТУВАННЯ ТРАНСФОРМАТОРІВ	42
2.1 Хроматографічний аналіз розчинених газів у маслі (ХАРГ)	42
2.2 Оцінка стану ізоляції обмоток по наявності фуранових сполучень в маслі	43
2.3 Оцінка ступеню старіння ізоляції обмоток силових трансформаторів по вимірюванню ступеня полімеризації	45
2.4 Оцінювання розвитку іонізаційних процесів в ізоляції силових трансформаторів методом вимірювання часткових розрядів (ЧР).	47
2.5 Діагностика дефектів трансформаторного обладнання за допомогою ультразвукових локаторів	48
2.6 Тепловізійний контроль трансформаторного обладнання	49
РОЗДІЛ 3 РОЗРОБКА ДІАГНОСТИЧНОГО КОМПЛЕКСУ СИЛОВИХ ТРАНСФОРМАТОРІВ	51
3.1 Прогнозування залишкового ресурсу трансформатора	51
3.2 Нейро-нечітка модель коефіцієнта залишкового ресурсу трансформатора	57
3.3 Регресійна модель коефіцієнта залишкового ресурсу трансформатора	76
3.4 Вибір оптимального варіанту комп'ютерної системи діагностування силових трансформаторів	78
РОЗДІЛ 4 ФОРМУВАННЯ СИСТЕМИ МОНІТОРИНГУ ОБ'ЄКТІВ ЕНЕРГЕТИКИ	81
4.1 Моніторинг стану трансформаторів	81
4.2. Оцінка технічного стану силових трансформаторів	88
4.3. Моделювання оцінки стану трансформатору за допомогою нечіткої логіки	92
ВИСНОВКИ	95
СПИСОК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ	96

СПИСОК УМОВНИХ СКОРОЧЕНЬ І ПОЗНАЧЕНЬ

АТ – автотрансформатор

ВРП – відкритий розподільчий пристрій

ВЕРХ – високоефективна рідинна хроматографія

ГХ – газова хроматографія

ЕЕС – електроенергетична система

КСД – комп'ютерна система діагностики РПН – регулятор під навантаженням

СТ – силовий трансформатор

ХАРГ – хроматографічний аналіз розчинених газів

ЧР – часткові розряди

ANFIS Editor – (Adaptive Network of Fuzzy Inference of the System)

Адаптивна мережа нечіткого виведення з системи,

Fuzzy Logic Toolbox – системи MathLab NPV – чиста поточна вартість

TDM – transformer diagnostics monitor

ВСТУП

Електроенергетичний комплекс України включає в себе великі електростанції, внутрішньосистемні та міжсистемні зв'язки у вигляді повітряних ліній електропередачі (ПЛ) і великі вузлові підстанції (ПС) вищих класів напруги, а також розвинені електричні мережі напруги 35–150 кВ – мережі зв'язку зі споживачами електроенергії. Відповідальну роль в забезпеченні енергетичної безпеки країни відіграють магістральні електричні мережі [1]. Ці мережі сформовані з використанням напруг 220 – 330 – 400 (500) – 750 кВ. Загальна протяжність магістральних ПЛ становить 22900 км, в експлуатації знаходиться 135 підстанцій напругою 220–750 кВ з сумарною трансформаторною потужністю – 78200 МВ·А.

Стратегічне значення для всіх галузей енергетики України, як і для всього народно-господарського комплексу, має рівень енергоспоживання. Фактичне виробництво електроенергії (1990–2000 р.) і прогноз (2000–2015 р.) наведено на рис. 1.1. Фактичну кількісну характеристику виробництва електроенергії на Україні за останні роки наведено на рис. 1.2 і в табл. 1.1.

В останні роки міністерство енергетики, енергокомпанії та підприємства електроенергетичної галузі працювали в досить складних умовах. Це обумовлено високими технологічними втратами електроенергії на її передачу по електричних мережах майже 12 %, що викликано заборгованостями в енергетичному комплексі.

Донедавна домінуючий шлях розвитку електроенергетики був пов'язаний з будівництвом нових генеруючих потужностей, розширенням мережевих структур, створенням все більш потужних енергооб'єднань та удосконаленням систем керування. На найближчу перспективу цей шлях таким і залишається. Проте можна виділити низку факторів, які призвели до необхідності перегляду

стратегії розвитку енергетики. По-перше, розвиток генерації за рахунок використання традиційних технологій спричинює значне погіршення екологічної ситуації та збільшення споживання органічного палива і відповідно зменшення його запасів та зростання ціни. По-друге, виникнення ситуації, коли відбувається об'єднання традиційних енергетичних систем з потужним генераторним обладнанням та систем з розподіленою генерацією, які орієнтовані на використання нетрадиційних і відновлюваних джерел енергії. Організація функціонування таких систем суттєво відрізняється. Крім того, слід відзначити недосконалість сучасних систем керування в електроенергетиці. І, зрештою, значна зношеність основного та допоміжного електроенергетичного обладнання та недостатній рівень розвитку електричних мереж. Все це призводить до підвищення рівня аварійності та зниження ефективності їх роботи.

Узагальнюючи викладене, можна виділити цілу низку факторів, які визначають необхідність кардинальних перетворень в електроенергетиці:

- рівень зношення основного та допоміжного обладнання;
- зниження рівня надійності енергозабезпечення;
- високий рівень втрат при перетворенні, передаванні та розподіленні електроенергії;
- необхідність зменшення негативного впливу на навколишнє середовище;
- необхідність підвищення енергоефективності та енергозбереження;
- поява і розвиток нових технологій, пристроїв та матеріалів, у першу чергу йдеться про комп'ютерні та інформаційні технології;
- загальна тенденція до підвищення рівня автоматизації процесів;
- зростання кількості малих генеруючих (у першу чергу відновлюваних) джерел енергії;
- підвищення вимог до набору та якості послуг;
- зміна умов функціонування електроенергетичних ринків;
- необхідність забезпечення інформаційної прозорості системи взаємодії учасників ринку електричної енергії.

Різноманітність вимог з боку всіх учасників ринку електричної енергії зводиться до групи так званих ключових:

доступність – забезпечення споживачів енергією без обмежень;

надійність – можливість протистояння негативним впливам без тотальних відключень або високих витрат на відновлювані роботи, максимально швидке відновлення (самовідновлення);

економічність – оптимізація тарифів на електричну енергію для споживачів і зниження загальносистемних витрат;

ефективність – максимально ефективне використання усіх видів ресурсів і технологій при виробництві, передаванні, розподіленні та споживанні електроенергії;

органічність взаємодії з навколишнім середовищем – максимально можливе зменшення негативних екологічних впливів;

безпека – недопущення ситуацій, небезпечних для людей і навколишнього середовища.

Необхідність врахування зазначених чинників дала можливість сформулювати нову концепцію розвитку енергетики, яка набула назви Smart Grid. Концепція передбачає проведення системного перетворення електроенергетики на всіх етапах електроенергетичного процесу (генерування, передавання, перетворення та розподілення електричної енергії). При цьому енергетична система розглядається як розгалужена мережева інфраструктура, що призначена для підтримки енергетичних, інформаційних, економічних і фінансових взаємовідносин між всіма суб'єктами енергетичного ринку. Крім того, вона стає основним об'єктом формування нового технологічного базису, що дає можливість істотного поліпшення досягнутих і створення нових функціональних властивостей енергосистеми. І, зрештою, реалізація концепції носить інноваційний характер і дає поштовх для переходу до нового технологічного укладу в електроенергетиці та економіці в цілому.

Актуальність теми. На сьогоднішній день в Україні та інших країнах світу значна частина силових трансформаторів відпрацювала власний нормативний

термін служби. Економічна ситуація, а також загальна кількість устаткування з тривалим терміном служби не дозволяють найближчими роками провести їхню заміну.

У зв'язку з цим дедалі актуальнішою стає проблема подовження термінів служби й оцінка можливості подальшої експлуатації такого електроустаткування в системах електропостачання промислових, житлових і громадських споруд.

Досвід експлуатації силових трансформаторів показує, що й після нормативного терміну служби значна частина трансформаторів зберігає свою здатність за умов дотримання допустимих навантажувальних режимів, своєчасного проведення ремонтів і якісного їх виконання.

Мета роботи. Рішення про доцільність і можливість продовження експлуатації силових трансформаторів і автотрансформаторів, які відпрацювали власний нормативний термін служби, залежить, передусім, від стану основних його елементів; сердечника й обмоток, за умови, що інші елементи (вводи, пристрої перемикання відгалужень тощо), а також масло для масляних трансформаторів, перебувають у нормальному стані.

Об'єкт дослідження: процеси в трансформаторному обладнанні на підстанціях підприємств.

Наукова новизна: Використання інтелектуальної складової при діагностуванні трансформаторів. Останніми роками в енергетиці спостерігається тенденція послідовного переходу від системи планово-попереджувальних ремонтів до ремонтів за дійсним технічним станом електроустаткування, як це заведено в розвинених країнах. Це покликає використовувати нову концепцію розвитку енергетики звикористанням система діагностичного моніторингу системи TDM яка призначена для оперативної оцінки технічного стану трансформаторів, підготовки інформації для системи технічного обслуговування і ремонтних робіт.

Основні задачі: Аналіз технічного стану силових трансформаторів, дослідити технічний стан силових трансформаторів, визначити залишковий ресурс електроустаткування, дослідити нейрончїтке моделювання та регресійний

аналіз.

РОЗДІЛ 1

АНАЛІЗ ТЕХНІЧНОГО СТАНУ ТА ЗАГАЛЬНИХ ПРОБЛЕМ

ОБ'ЄКТІВ ЕНЕРГЕТИКИ

Основою електроенергетики країни є ОЕС України, яка здійснює централізоване забезпечення електроенергією внутрішніх споживачів, взаємодіє з енергосистемами суміжних країн, забезпечує експорт та імпорт електроенергії. Вона поєднує енергогенеруючі потужності, розподільчі мережі регіонів України, пов'язані між собою системоутворюючими лініями електропередачі напругою 220–750 кВ. Централізоване диспетчерське (оперативно-технологічне) управління ОЕС України та організацію паралельної роботи з енергетичними системами інших держав виконує державне підприємство НЕК «Укренерго» (функції Системного оператора згідно Закону України «Про засади функціонування ринку електричної енергії України»).

Основними визначеннями є [1]:

- об'єднана енергетична система України (далі - ОЕС України) – сукупність електростанцій, електричних мереж, інших об'єктів електроенергетики, що об'єднані спільним режимом виробництва, передачі та розподілу електричної енергії при централізованому управлінні цим

режимом;

- об'єкт електроенергетики -електрична станція (крім ядерної частини атомної електричної станції), електрична підстанція, електрична мережа;

- електрична мережа – сукупність електроустановок для передачі та/або розподілу електричної енергії. ОЕС України працює в паралельному режимі з електроенергетичними об'єднаннями Республіки Молдови, , окрім так званого «острова Бурштинської електростанції» (включає Бурштинську ТЕС, Калуську ТЕЦ та Терембле-Рікську ГЕС), який синхронізовано з Європейською мережею системних операторів з 17 передачі електроенергії (ENTSO-E). Електричні зв'язки між ОЕС України та суміжними енергосистемами здійснюються по мережах 110-750 кВ [2].

1.1. Загальна характеристика генеруючих об'єктів ОЕС

Основні генеруючі потужності ОЕС України зосереджені в [2]:

- п'яти енергогенеруючих компаніях: ПАТ «ДТЕК Дніпроенерго», ПАТ «Донбасенерго», ПАТ «Центренерго», ПАТ «ДТЕК Західенерго», ПАТ «ДТЕК Східенерго», які загалом експлуатують 14 ТЕС із блоками одиничною потужністю 150, 200, 300 і 800 МВт, та на трьох ТЕЦ (Харківська ТЕЦ-5, Київські ТЕЦ-5 і 6) з енергоблоками 100 (120) МВт та 250 (300) МВт інших компаній. Загальне число енергоблоків на ТЕС і ТЕЦ становить 106 одиниць, у тому числі потужністю: 100 (120) МВт – 4, 150 МВт – 6, 200 МВт – 42, 250 МВт – 5, 300 МВт – 42, 800 МВт – 7 одиниць;

- ДП «НАЕК «Енергоатом», на чотирьох атомних електростанціях якого перебуває в експлуатації 15 енергоблоків, з яких 13 – з реакторами ВВЕР-1000 потужністю по 1 000 МВт і 2 – з реакторами ВВЕР-440 потужністю 415 та 420 МВт. Крім того, на балансі компанії знаходиться Ташлицька ГАЕС, що наразі експлуатує два гідроагрегати та Олександрівська ГЕС (2 гідроагрегати);

- ПАТ «Укргідроенерго», яке має у своєму складі каскади гідроелектростанцій на річках Дніпро й Дністер із загальним числом гідроагрегатів – 103 одиниці.

Аналіз встановленої генеруючої потужності. На рисунку 1.1 представлено розподіл встановленої генеруючої потужності об'єктів ОЕС України за їх видами станом на 2016 рік. На рисунку 1.2 показана питома вага різних типів генеруючих об'єктів України станом на 2016 рік. На рисунку 1.3 представлена питома вага обсягів продажу в Оптовому ринку електроенергії (ОРЕ) за 2016 рік у розрізі генеруючих об'єктів.

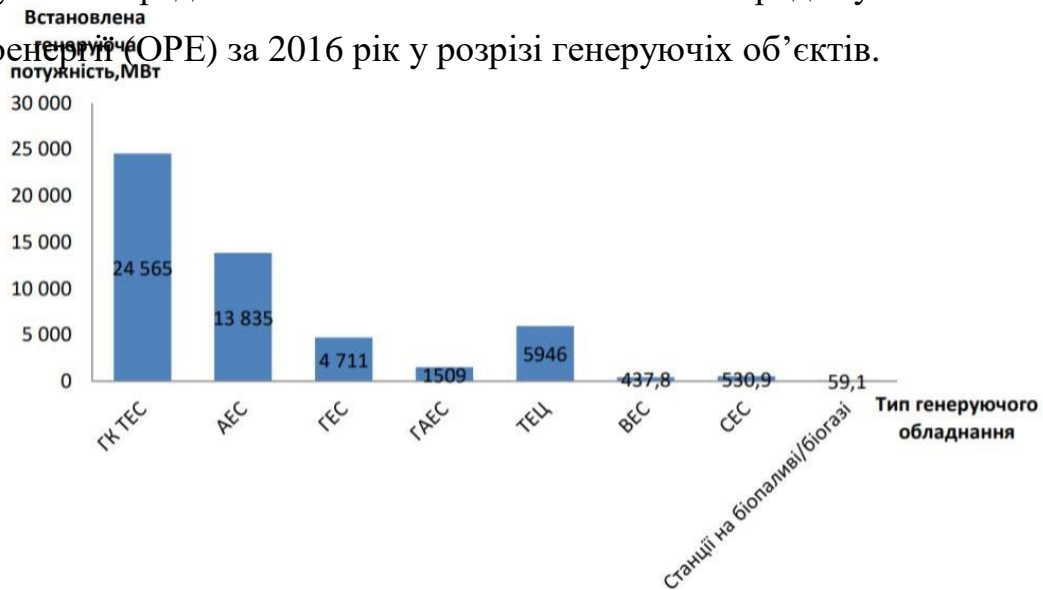


Рисунок 1.1 – Розподіл встановленої генеруючої потужності об'єктів ОЕС України

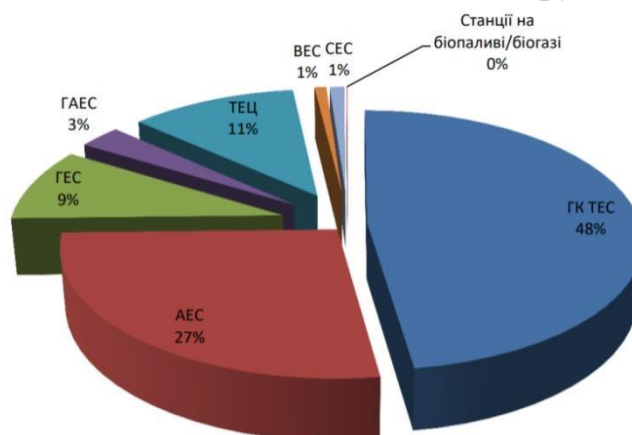


Рисунок 1.2 – Питома вага різних типів генеруючих об'єктів



Рисунок 1.3 – Питома вага обсягів продажу в ОРЕ за 2016

Аналіз режиму роботи генеруючого обладнання. Динаміка коефіцієнтів нерівномірності графіків навантаження ОЕС України та енергетичних підприємств за декілька років показує, що вони, незважаючи на істотне зменшення електроспоживання та обмеження електропостачання з боку енергопостачальних компаній, не мають тенденції до зростання.

Це зумовлене збільшенням частки комунально-побутового сектора у структурі електроспоживання, зниженням питомої ваги неперервних електроємних виробництв, переходом на три-чотириденний робочий тиждень, зниженням коефіцієнта змінності. У промисловості за рахунок скорочення других і третіх змін.

Внаслідок цього ОЕС України відчуває серйозні труднощі під час проходження піків і провалів добового графіка електричних навантажень через невідповідність маневрових можливостей існуючих електростанцій до динаміки зміни енергоспоживання протягом доби.

Як зазначено в [2] для проходження мінімальних навантажень за наявної структури генеруючих потужностей в ОЕС України

використовується ГК ТЕС 32% АЕС 54% ГЕС/ГАЕС 6% ТЕЦ 7% ВДЕ 1% Інші 0% зниження навантаження великих енергоблоків.

Але є технічні обмеження, пов'язані із забезпеченням стійкої роботи блоків 300-800 МВт у такому режимі.

Існує велика різниця між максимальним та мінімальним навантаженням ОЕС України, яка часто перевищує 7 млн. кВт для робочого дня.

Половину цього навантаження покривають ГЕС, іншу - вугільні ТЕС з вимушеною зупинкою на ніч (на 4-6 год.) до 6 блоків 150-200 МВт і 3 блоків 300 МВт.

Такі непроєктні зупинки і пуски обладнання ТЕС, маневрові характеристики прискорюють його зношення, підвищують аварійність блоків і супроводжуються великими втратами палива. Так, на пуск одного енергоблоку потужністю 300 МВт витрачається 70 т мазуту, а середні перевитрати палива сягають 10-30% на вироблену кВт год. електроенергії), призводять до необхідності частих пусків та зупинок обладнання КЕС.

Однією із найвагоміших причин, які ускладнили забезпечення необхідних режимів роботи ОЕС України, є значна частка АЕС у структурі генеруючих потужностей. Неможливість оперативних змін потужності АЕС

ускладнює режим роботи ОЕС України в умовах нестачі маневрових потужностей.

Це створює дуже важкий режим її роботи із значним (до 1,5 Гц) коливанням частоти струму, що обмежує можливості паралельної роботи ОЕС України з енергосистемами Росії, Молдови, країн Центральної Європи і зменшує можливість роботи на експорт та надходження коштів для розвитку електроенергетики України.

Вимушена підтримка пікових та напівпікових електричних навантажень фізично зношеними енергоблоками ТЕС, які працюють у вкрай неекономічних непроєктних режимах глибокого розвантаження (навіть з нічними зупинками), значно погіршує не лише економічність, а й надійність

електрозабезпечення і створює ймовірність розвалу ОЕС України [3].

Проблемні питання експлуатації генеруючого обладнання. Станом на кінець 2016 року більша частина генеруючих активів зношена та неефективна [2]: 21 - 83% енергоблоків ТЕС і ТЕЦ відпрацювали більше 200 тис. годин (граничний ресурс), є фізично зношеними й морально застарілими та потребують реконструкції або заміни. Зношеність устаткування призводить до перевитрат палива, зменшення робочої 10 потужності та погіршення екологічних показників.

На цей час 13 енергоблоків загальною потужністю 6,6 тис. МВт знаходяться в консервації або не експлуатуються з інших причин і протягом останніх 3-х років не виробляють електроенергії, а також 7 енергоблоків і 2 турбогенератори загальною потужністю 1,7 тис. МВт:

- енергоблоки АЕС наближаються до закінчення строку проектної експлуатації, 9 атомних блоків потребуватимуть продовження строку експлуатації у найближчі 10 років;

- баланс потужності ОЕС України характеризується дефіцитом маневрених і регулюючих потужностей; частка АЕС, енергоблоки яких працюють у базовому режимі, перевищує 50%; енергоблоки ТЕС, спроектовані для роботи в базовому режимі, використовуються для підтримки змінної частини графіка навантаження енергосистеми.

Відповідно до [2] на наступні 10 років планується значне збільшення

потужностей електростанцій, які працюють на альтернативних джерелах енергії. Структура генеруючих потужностей ОЕС України з точки зору забезпечення ефективного регулювання частоти і потужності в енергосистемі є неоптимальною, що зумовлено наступними основними факторами:

- значною часткою АЕС, які, згідно технологічного регламенту їх експлуатації, використовуються для покриття базової частини графіку споживання та не залучаються до регулювання;

- зниженням маневреності енергоблоків ТЕС, які працюють на твердому паливі (знос і старіння обладнання, погіршення якості палива);

- розвитком генеруючих потужностей, що виробляють електроенергію з використанням альтернативних джерел (різко змінний графік роботи), сумарна встановлена потужність яких у 2014 -2015 роках зросла на 166 МВт (25,7%).

Структура генеруючих потужностей ОЕС України несприятлива за умовами регулювання графіка навантаження, тому що не відповідає тим співвідношенням базових і 12 пікових потужностей, які необхідні для забезпечення регулювання добового споживання в енергосистемі:

- частка АЕС (базовий режим) становить від 55 % до 40 % в покритті зимового мінімуму і максимуму навантажень;

- діапазон регулювання ТЕС, обумовлений технічним станом обладнання, становить не більше 20%; бота ТЕЦ обумовлена режимом теплопостачання і вони практично не приймають участі у регулюванні (базовий режим роботи);

- промислові станції працюють за графіком і так само як і ТЕЦ не приймають участі у регулюванні (базовий режим роботи);

- умови роботи електростанцій, які працюють на альтернативних джерелах енергії, встановленні чинним законодавством, дозволяють їм не приймати участі у регулюванні графіків навантаження (особливо це стосується вітрових електростанцій, які мають значну встановлену потужність і за технічними можливостями можуть приймати участь у регулюванні). Реальна структура покриття навантаження значно відрізняється від структури встановленої потужності.

Високе базове навантаження АЕС та необхідність дотримання існуючих правил роботи ринку в частині використання потужностей ТЕС (визначають мінімальний склад обладнання в залежності від температури оточуючого середовища) ускладнює регулювання графіка навантаження тепловими станціями.

Використання маневрених можливостей газомазутних енергоблоків 300-800 МВт, що мають потенційно високий регулюючий діапазон (до 50 %) ускладнене через високу ціну на газ і мазут, ці блоки більшу частину часу перебувають у простої, або працюють на технічному мінімумі і не приймають участі в регулюванні графіка навантаження.

У цих умовах основний тягар регулювання графіка навантаження припадає на вугільні блоки 150-200- 300 МВт ТЕС. Внаслідок наявних технічних обмежень (у першу чергу у зв'язку з технічним зношенням), фактичний регулювальний діапазон вугільних блоків 23 становить від 15% до 20% при проектному 30-40%.

У зв'язку з несприятливою структурою потужності (низька питома вага маневреної потужності, обмеження регулювального діапазону ТЕС), в енергосистемі практикуються щодобові зупинки 7-10 блоків на період нічного зниження навантаження з наступними їх пусками до ранкового/вечірнього максимуму навантаження.

Такі режими приводять до додаткового спрацювання ресурсу устаткування, підвищеної аварійності та перевитрат палива. У весняно-літній період, з урахуванням вищезазначених факторів, а також базисного режиму ГЕС у період повені, до щодобових зупинок-пусків залучається ще більша кількість енергоблоків ТЕС. Загальна кількість пусків енергоблоків (корпусів блоків) ТЕС ГК 150-300 МВт продовжує залишатися на досить високому рівні і в 2015 році становила 2 542 проти 2 823 пусків у 2014 році [2].

Таким чином, з урахуванням зазначених вище проблем, можна зробити висновок, що існуючі в енергосистемі генеруючі джерела фактично знаходяться на стадії вичерпання фізичних можливостей для забезпечення добового регулювання та раціональних режимів роботи електростанцій, тому вже найближчим часом необхідне виконання їх реконструкції, а також введення нових високоманеврових потужностей.

При цьому, значний вплив на збільшення регулюючих можливостей може бути забезпечений шляхом впровадження ринку допоміжних послуг.

Нерівномірний розподіл енергогенеруючих потужностей по регіонах країни призводить до ускладнення режимів роботи ОЕС

України та її регіональних енергосистем, також низький рівень надійності електропостачання обумовлений тривалим недофінансування мережевого будівництва.

1.2 Загальна характеристика магістральних електричних мереж.

Звітні технологічні витрати електроенергії в магістральних електричних мережах (клас напруги 800 – 220 кВ) за 2019 рік склали 3754,9 млн. кВт·год або 2,66 % від відпуску електроенергії в мережу (141378,3 млн кВт·год), що у порівнянні із 2018 роком менше на 0,33 %.

На рисунку 1.4 зображено динаміку фактичних витрат електроенергії в магістральних мережах [4].

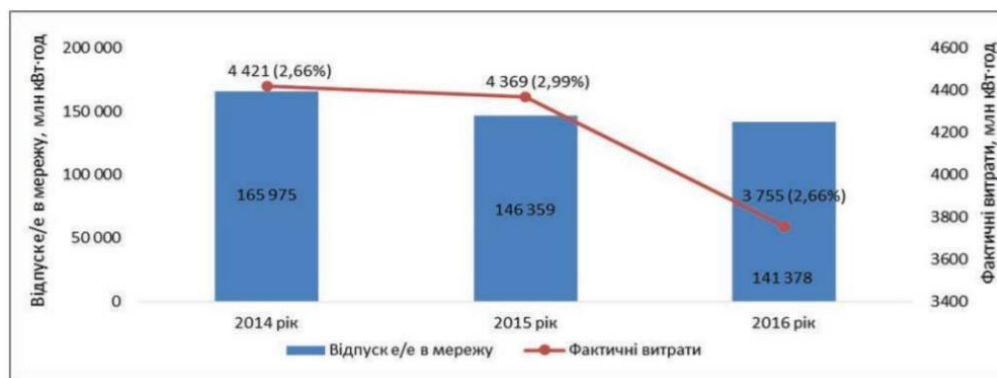


Рисунок 1.4 – Динаміка фактичних витрат електроенергії в магістральних мережах

В таблиці 1.1 представлено довжини та терміни експлуатації ПЛ за класом напруги (що знаходяться на балансі НЕК "Укренерго" [5]).

Таблиця 1.1 Довжини та терміни експлуатації ПЛ за класом напруги

Клас напруги	Всього, км		У т. ч. знаходяться в експлуатації (років) (по ланцюгах)			
	по трасі	по ланцюгах	до 25	25-30	30-40	Більше 40
800 кВ	98,540	98,540	-	-	-	98,540
750 кВ	4120,541	4120,541	218,080	411,600	2382,690	1108,171
500 кВ	374,760	374,760	38,100		159,600	177,060
400 кВ	338,950	338,950	-	-	-	338,950
330 кВ	12862,389	13423,662	1276,368	798,278	2202,918	9146,098
220 кВ	3019,385	3975,965	178,628	56,425	338,212	3402,700
110 кВ	448,728	549,780	52,730	26,920	34,085	436,045
35 кВ	112,441	114,051	21,318	12,530	17,400	62,803
Разом:	21375,734	22996,249	1785,224	1305,753	5134,905	14770,367

В таблиці 1.2 представлено довжини та терміни експлуатації ПЛ за класом напруги в електроенергетичних системах (що знаходяться на балансі НЕК "Укренерго" [5]).

Таблиця 1.2 – Довжини та терміни експлуатації ПЛ за класом напруги в електроенергетичних системах

ЕС	Всього, км		У т. ч. знаходяться в експлуатації (років)			
	по трасі	по ланцюгах	до 25	25-30	30-40	Більше 40
Дніпровська	3993,740	4264,620	194,260	623,340	594,510	2852,510
Донбаська	1346,049	1856,599	114,456	21,999	287,837	1432,307
Західна	3301,410	3678,910	90,860	100,100	1230,480	2257,470
Південна	2581,818	2650,972	644,819	-	881,129	1125,024
Південно-Західна	2259,870	2263,400	229,540	46,820	502,060	1484,980
Північна	4202,654	4545,013	344,903	432,894	680,592	3086,624
Центральна	2415,370	2425,620	15,760	20,500	780,00	1609,360
Разом:	21375,734	22996,249	1785,224	1305,753	5134,905	14770,367

Проблемні питання магістральних електричних мереж. Станом на кінець 2016 року більша частина магістральних і міждержавних електричних мереж зношена та неефективна: більше 90% ліній електропередачі напругою 220 кВ і вище та 55% основного устаткування підстанцій відпрацювали розрахунковий технічний ресурс (25 років), а 56% ЛЕП і 17% ПС експлуатуються понад 40 років.

1.3 Технічний стан розподільних електричних мереж

На сьогодні стан розподільних електричних мереж характеризується наступними показниками [2]:

- понад 6,6% ліній електропередачі напругою 35-110(150) кВ та 11,5% ліній електропередачі напругою 0,4- 10(6) кВ прийшли в технічно непрацездатний стан і потребують значних щорічних зростаючих витрат на технічне обслуговування та ремонт;

- близько 22,3% трансформаторів напругою 35-110 (150) кВ і 14,9% трансформаторів напругою 10(6) кВ відпрацювали передбачений технічною документацією термін експлуатації, мають значні втрати, недостатню надійність та потребують заміни;

- фактичні витрати електричної енергії в електричних мережах в середньому складають 12,1%, а в мережах окремих компаній сягають 18%;

- внаслідок змін в структурі споживання електричної енергії, а саме: зростання навантажень в містах та зменшення їх в сільській місцевості – електричні мережі значних і найзначніших міст вимагають збільшення пропускної здатності та спорудження додаткових ПС 110 (150) кВ.

У таблиці 1.3 представлений розподіл підстанцій по класам напруги.

Клас напруги, кВ	Кількість ПС, шт	Встановлена потужність АТ та СТ, МВА
110	4	286,0
220	33	9394,2
330	88	48897,9
400	2	1609,0
500	2	1753,0
750	8	16613,0
Разом	137	78553,1

Витрати на ремонт електричних мереж по роках зменшилися і складають близько 60% від необхідних, які визначаються Правилами технічної експлуатації електричних мереж.

На сьогодні єдиним механізмом, який дозволяє керувати розвитком електричних мереж, є інвестиційні програми. Обсяг фінансування інвестиційних програм у 2013 році склав 3,772 млрд. грн., в 2014 – 2,023 млрд. грн., в 2015 – 2,347 млрд. грн. Обсяги фінансування розвитку електричних мереж складають близько 75% від цієї суми [6].

Загальна кількісна характеристики існуючих електричних мереж 0,4 – 110 кВ енергопостачальних компаній наведена в таблиці 1.4 [7].

Таблиця 1.4 – Загальна кількісна характеристики існуючих електричних мереж

Кількість 0,4 – 110 кВ	кількість ліній				Всього	Питома вага у загальній кількості, %
	110(150)	35	10(6)	0,4 кВ і нижче		
Лінії електропередачі						
Довжина ЛЕП, км, всього	34823,5	55810,8	292123,6	413453,7	796211,6	100
ПЛ	34803,2	55380,0	253705,8	383550,6	727439,6	91,4
КЛ	20,3	430,8	38417,8	29903,1	68772,0	8,6
Питома вага у загальній кількості, %	11,4		88,6		100	
Підстанції						
Кількість ПС, од.	1312	3412	182243		186967	
Питома вага у загальній кількості, %	2,5		97,5		100	
Сумарна потужність трансформаторів, МВА	48244	19615	37486		105345	
Питома вага у загальній кількості, %	64,4		35,6		100	

Згідно [7] стосовно співвідношення розвиненості мережі 0,4-110(150) кВ енергопостачальних компаній, то довжина ліній 35-110(150) кВ в одноколовому обчисленні становить 11,4% від загальної довжини мереж 0,4 – 110(150) кВ, кількість підстанцій 35-110(150) кВ складає 2,5%, а їх

трансформаторна потужність – 64,4% від сумарної потужності трансформаторів 0,4-110(150) кВ. Серед ліній електропередачі (далі – ЛЕП) 0,4-10(6) кВ кількість КЛ 0,4-10(6) кВ становить 9,7%.

На сьогодні понад 6,6% ліній електропередачі напругою 35-110 (150)кВ та 11,5% ліній електропередачі напругою 0,4-10(6) кВ прийшли в технічно непрацездатний стан, близько 22,3% трансформаторів напругою 35-110 (150) кВ і 14,9% трансформаторів напругою 10(6) кВ відпрацювали передбачений технічною документацією термін експлуатації, мають значні втрати, недостатню надійність та потребують заміни [7].

Проблемні питання розподільних електричних мереж. Розподільні електричні мережі України напругою 0,4...35 кВ представляють кінцеву ланку в системі забезпечення споживачів електричною енергією. Вони перебувають у безпосередній взаємодії як зі споживачем, так і районними та магістральними електричними мережами. Тому стан та функціонування розподільних електричних мереж впливають на показники надійності, якості і ефективності роботи об'єднаної енергосистеми України [8].

На сьогоднішній день електричні мережі України базуються на застарілій конструкції середини 20 століття. Це одна з основних причин складності розширення мережевої інфраструктури для задоволення постійно зростаючих енергетичних потреб. У наступному десятилітті очікується, що попит на електроенергію зросте на 19%, а існуюча мережева інфраструктура має можливість збільшити свою продуктивність лише на 6% [9-11]. З цих причин відключення споживачів і перебої електропостачання – проблеми для більшості електричних мереж.

Традиційні системи електропостачання (далі - СЕП) мають ряд суттєвих недоліків, до яких можна віднести [9, 12, 13]: 1) зростання цін на електроенергію; 2) моральне та фізичне старіння активів; 3) зниження надійності електропостачання; 4) обмеженість приєднання нових споживачів електроенергії; 5) низька якість електроенергії; 6) високий

рівень втрат електроенергії в мережах; 7) непрозорість і непослідовність регуляторної політики; 8) надмірне адміністративне втручання в діяльність ринку і його суб'єктів; 9) економічно необґрунтовані тарифи на виробництво й передачу електроенергії; 10) практика перехресного субсидування між групами споживачів і між споживачами різних галузей; 11) низька ефективність управління активами, що перебувають у державній власності, та інші проблеми наведені в таблиці 1.5.

Таблиця 1.5 – Недоліки сучасних СЕП України та їхній опис Недоліки	Опис
Значна фізична та моральна зношеність обладнання	Подальша експлуатація такого обладнання несе значні ризики не тільки щодо виконання головної функції – забезпечення економіки і населення електроенергією, але й щодо виникнення техногенних аварій, неконтрольованого збільшення собівартості електроенергії, загострення екологічних проблем
Незбалансованість структури генеруючих потужностей, нестача ресурсів для ефективного регулювання потужності та частоти	За відсутності достатнього попиту на електроенергію вночі в країні обмежується не лише виробництво дешевої атомної електроенергії, а й вимушено зупиняється до десятка енергоблоків ТЕС, щоб вранці знов запуснути їх на повну потужність
Недосконалість систем вимірювання, автоматики, релейного захисту та оперативного керування	Відставання з впровадження сучасних технологій, обладнання, приладів та засобів забезпечення ефективного та надійного функціонування електричних мереж та систем
Відсутність маневрових та пікових потужностей	ОЕС не в змозі забезпечити оптимальний графік навантажень, вимоги із частоти, рівні напруги і, зрештою, ефективну синхронну роботу з енергетичними об'єднаннями інших країн
Нестабільна робота та виникнення аварійних ситуацій	Стан споживачів електроенергії, а також процеси, які протікають в них, є маловідомими для джерела електроенергії, що спричинює виникнення різного роду аварійних ситуацій
Висока собівартість електроенергії через низьку ефективність її генерації та передачі	Причиною цього є недостатньо висока ефективність генерації електроенергії, передачі до споживачів та процесу споживання
Відсутність механізмів накопичення інформації про час та обсяги споживання	Такі механізми дають змогу раціоналізувати споживання та зменшити навантаження на електромережу в цілому

Ці складові розглядаються як основа для досягнення глобальної мети – забезпечення сталого розвитку, що гарантує стабільне зростання економіки, рівня життя населення, захист навколишнього середовища та його збереження для наступних поколінь [14].

Зараз гостро постає питання оновлення енергетичної системи України. Така ситуація співпала з розвитком нового напрямку галузі – інтелектуальної енергетики, що в світі отримала назву Smart Grid [9, 12, 15, 16].

1.4 Технічний стан та організація експлуатації енергетичного обладнання споживачів

Згідно з [17] за інформацією електропередавальних організацій, які здійснюють ліцензовану діяльність з постачання електричної енергії за регульованим тарифом, станом на 01.01.2018 на підконтрольних Україні територіях налічувалось 17 405 383 споживачі електричної енергії (за договорами) з урахуванням побутових споживачів, що на 66 522 од. більше, ніж на початок 2017 року (рисунок 1.5).

Розподіл споживачів електричної енергії мав наступний вигляд:

- промислових та прирівняних до них споживачів – 51 480;
- виробничих сільськогосподарських – 24 044;
- непромислових та інших – 454 415;
- побутових – 16 875 444.

Характеристика розподілу кількості споживачів за регіонами:

- Дніпровський регіон – 2 771 970;
- Донбаський регіон – 1 262 296;
- Західний регіон – 2 810 915;
- Південний регіон – 1 971 000;

- Південно-Західний регіон – 2 150 763;
- Північний регіон – 2 503 417;
- Центральний регіон – 3 935 022.

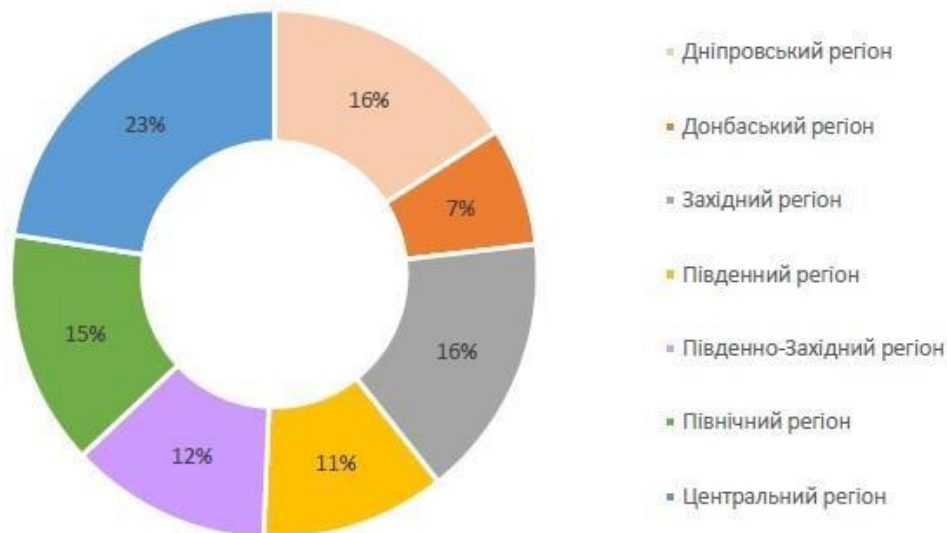


Рисунок 1.5 – Розподіл загальної кількості споживачів електричної енергії у 2017 році за регіонами (%).

Держенергонагляд у 2016 році у галузі електроенергетики провів понад 11,8 тис. заходів з державного енергетичного нагляду. У споживачів електричної енергії було проведено 8001 захід з державного енергетичного нагляду(контролю) з питань технічного стану, організації експлуатації електроустановок та режимів споживання електричної енергії. За результатами проведених заходів виявлено 137,8 тис. порушень вимог чинного законодавства, на усунення яких видано 5044 розпорядчі документи. Таким чином у середньому 17 порушень виявлялось у кожного

споживача [17].

Слід зазначити перелік питань, які підлягають розгляду та за якими виявлено порушення зазначені в [18], яким затверджено уніфіковану форму акту для здійснення державного енергетичного нагляду. 80 % питань передбачених для розгляду стосуються технічного стану енергетичного обладнання споживача. Зазначене підтверджує недостатній рівень організації експлуатації та забезпечення належного технічного стану енергетичних об'єктів споживача.

1.5 Аналіз проблемних питань об'єктів енергетики

Ключовою проблемою електроенергетичної галузі є високий рівень зношення електроенергетичного обладнання, що використовується для виробництва, передачі та розподілу електричної енергії, основна частина якого введена в експлуатацію в 1960–1970-х роках минулого століття, а спроектована за нормами 1950-х років. На переважній більшості електричних станцій проектний ресурс обладнання вже вичерпано і воно експлуатується понад парковий термін експлуатації. Аналогічна ситуація спостерігається і з мережевим обладнанням системи передачі та систем розподілу електричної енергії [19].

Нормативно-правова база та методи, що застосовуються для регулювання діяльності в секторі, не відповідають вимогам сьогодення та не створюють необхідних стимулів для інвестування в оновлення обладнання та розвиток галузі. На ринку електричної енергії зберігається викривлена система ціноутворення (як на оптовому, так і в роздрібному сегментах), відсутність ринкових механізмів формування цін та глибокий рівень перехресного субсидіювання, особливо побутових споживачів. Одним із проблемних залишається питання рівня оплати за куплену електричну енергію на оптовому ринку електроенергії, що призводить до заборгованості перед її виробниками. Залишається нестабільною ситуація з постачанням

палива на електростанції, що працюють на антрацитовій групі вугілля. Хоча встановлена потужність виробництва в ОЕС України суттєво перевищує пікові навантаження, через застарілість обладнання та недостатні запаси вугілля на електростанціях реальна доступна потужність електростанцій є нижчою, і в окремі періоди спостерігається дефіцит резервних потужностей. Відсутність потужних зв'язків з енергетичним об'єднанням ENTSO-E обмежує можливості енергосистеми України щодо диверсифікації джерел постачання електроенергії у періоди недостатності внутрішнього виробництва [20].

Згідно з [21] аналіз функціонування усіх складових частин електроенергетичної галузі України свідчить, що ОЕС України, в цілому, забезпечує поточні суспільні потреби країни в електричній енергії, а також здійснення її експорту, імпорту та транзиту, проте в роботі ОЕС існує цілий ряд ризиків і негативних тенденцій, які вже зараз перешкоджають здійсненню функцій виробництва і транспортування електричної енергії з прийнятними рівнями надійності та ефективності, з дотриманням сучасних вимог щодо енергозбереження, охорони навколишнього природного середовища та техногенної безпеки. До основних факторів, які негативно впливають на роботу ОЕС України, належать:

- фізичне зношення й моральне старіння більше, ніж 80% енергоблоків ТЕС і ТЕЦ;

- відпрацювання розрахункового технічного ресурсу більшістю ЛЕП і ПС напругою 220 кВ і вище;

- наближення до закінчення строку проектної експлуатації енергоблоків АЕС;

- не завершеність, у відповідності з проектами, схем видачі потужності АЕС і передачі її до енергодефіцитних регіонів, особливо до центру й на схід країни;

- зниження базового електроспоживання;

- неоптимальна структура генеруючих потужностей;

- дефіцит маневрених і регулюючих потужностей в енергосистемі, недостатня забезпеченість мобільним резервом на ТЕС;

- недостатні рівні статичної і динамічної стійкості окремих вузлів енергосистеми.

До зменшення витрат електричної енергії в мережах енергопостачальних компаній мають призводити технічне переоснащення та реконструкція електричних мереж, що проводяться в зв'язку зі старінням основних фондів і їх моральним зносом. В планах розвитку розподільних мереж для зменшення витрат електричної енергії разом з оновленням електричних мереж є ряд заходів, направлених на вдосконалення схем електричних мереж та поліпшення технічного стану їх елементів, а саме:

- реконструкція існуючих мереж шляхом розукрупнення розгалужених ліній, скорочення довжин протяжних ЛЕП, будівництва ПС 35-110 (150) кВ та встановлення розвантажувальних ТП;

- підвищення пропускної здатності ділянок мережі, а саме заміна проводів та кабелів на нові більшого перерізу, підвіска другого кола на існуючих опорах ПЛ та прокладання другого кола КЛ;

- поетапне переведення існуючих мереж 6 кВ на напругу 10 кВ;

- застосування в електричних мережах сучасних типів комутаційних апаратів;

- заміна трансформаторів на сучасні зі зниженими втратами. За необхідністю заміна трансформаторів на більш потужні;

- встановлення на ПС та в ТП регулюючих пристроїв та джерел реактивної потужності для підвищення пропускної здатності мережі та зниження рівня втрат електроенергії.

1.6 Загальні підходи до формування системи моніторингу об'єктів енергетики

Для забезпечення своєчасного реагування на зміни, що відбуваються в ОЕС України та у споживача, формування рішень щодо усунення наслідків, зокрема переривів в електропостачанні повинна бути створена та налаштована модель моніторингу об'єктів енергетики, яка представлена на рисунку 1.6.

Згідно [22] єдність цілей та системи завдань утворюють цільовий блок моделі, комплексне рішення яких забезпечить її досягнення. Мета – поліпшення якості системи моніторингу об'єктів енергетики та підвищення рівня компетентності персоналу. В цільовому блоці окреслено зміст й розвиток інших блоків моделі та описано умови їхньої взаємодії та поєднання в одне ціле.

Технологічний блок даної моделі показує технологію проведення моніторингу об'єктів енергетики з метою поліпшення якості системи моніторингу та підвищення рівня компетентності персоналу.

Також технологічний блок передбачає систематизацію та аналіз отриманих даних, виявлення рівня негативного чи позитивного впливу тих чи тих управлінських рішень на систему моніторингу, прийняття щодо поліпшення якості системи моніторингу об'єктів енергетики.

Результативний блок містить чітке уявлення про якість системи моніторингу об'єктів енергетики та ефективність системи управління цією якістю, результативність проведеного коригування управлінської діяльності та ступень досягнення мети й завдань моніторингу. Останнє свідчить про те, що цільовий та результативний блоки постають у своїй єдності, оскільки отримані результати моніторингу ми порівнюємо з метою та завданнями моделі [22].

На рисунку 1.7 представлено цикл моніторингу об'єктів енергетики.

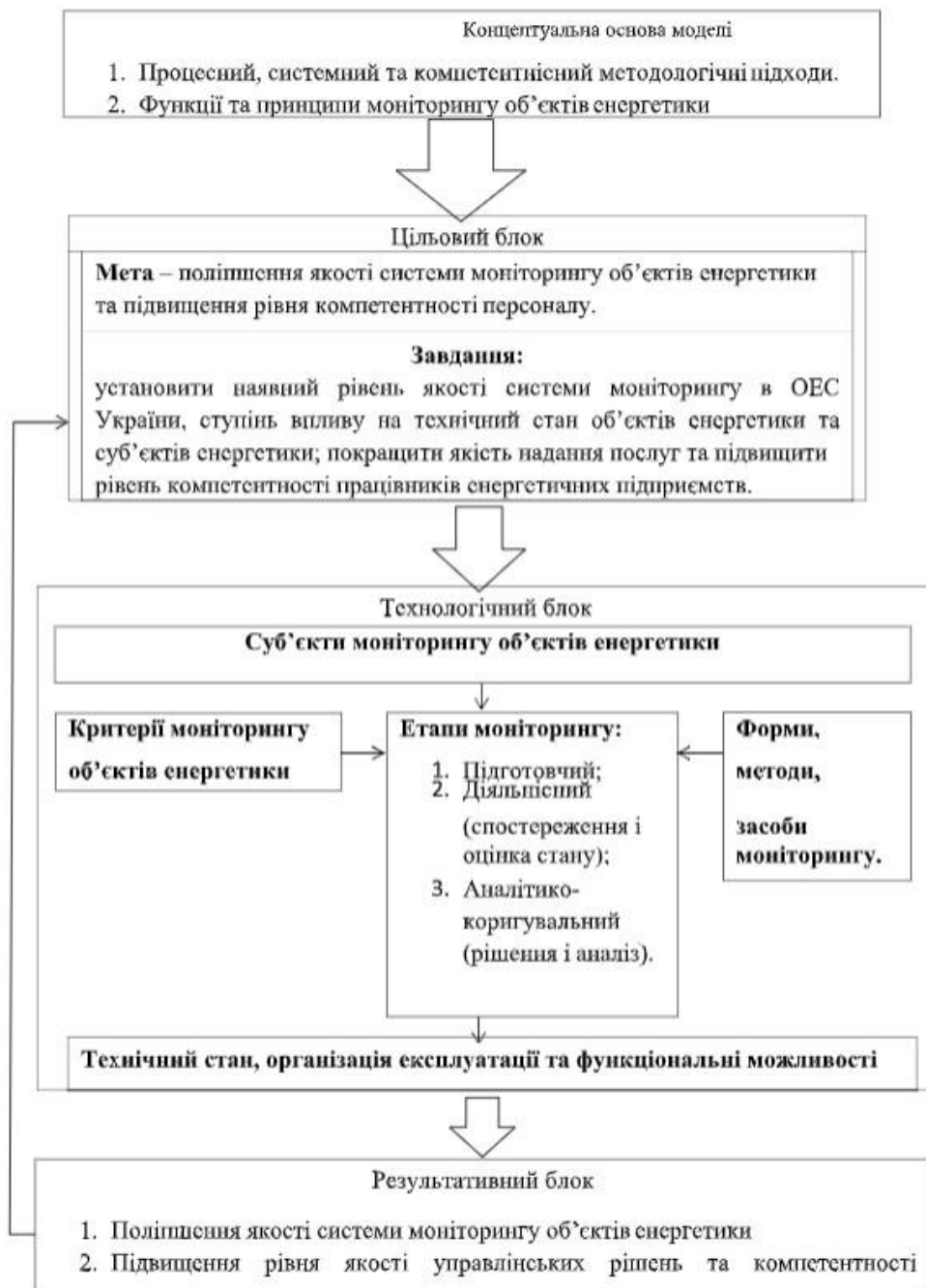


Рисунок 1.6 – Модель моніторингу об'єктів енергетики



Рисунок 1.7 Цикл моніторингу об'єктів енергетики

Запропонована модель моніторингу може бути реалізована для генеруючих об'єктів, магістральних електричних мереж та розподільних електричних мереж. Далі в роботі будуть досліджуватися системи моніторингу елементів електричних мереж.

В таблиці 1.3 представлено кількість підстанцій за класом напруги та встановлена потужність автотрансформаторів та силових трансформаторів (станом на 31.12.2016, що знаходяться на балансі НЕК "Укренерго" [5]).

1.7 Дослідження будови і роботи трансформатора

Конструкція і принцип дії силових трансформаторів. Трансформатор – статичний електромагнітний пристрій, з двома або більше індуктивно зв'язаними обмотками, призначений для перетворення за допомогою електромагнітної індукції однієї або кількох систем змінного струму в одну або декілька інших систем змінного струму.

Трансформатор складається з великої кількості конструктивних елементів, основними з яких є: магнітна система (магнітопровід), обмотки, ізоляція, виводи, бак, охолоджувальний пристрій, механізм регулювання напруги, захисні та вимірювальні пристрої.

Основа будь-якого трансформатора – магнітна система (магнітопровід) з обмотками, які утворюють його активну частину. Інші частини трансформатора – система охолодження, контролю і захисту та ін. – виконують додаткові функції. Їх називають неактивними(додатковими).

Магнітопровід служить для локалізації в ньому основного магнітного потоку трансформатора і зменшення опору магнітного кола, а також є основою для встановлення і кріплення обмоток, виводів, перемикачів. Магнітопровід має шихтовану конструкцію: він складається з тонких (товщиною 0,3 мм – 0,5 мм) пластин електротехнічної сталі, ізольованих одна від одної (наприклад, лаком). Така будова магнітопроводу обумовлена намаганням послабити вихрові струми, тобто зменшити величину втрат енергії в трансформаторі. Через велику магнітну проникність сталь має малий магнітний опір, внаслідок чого для створення заданого магнітного потоку трансформатор споживає з мережі незначну реактивну (намагнічувальну) потужність.

Обмотка – сукупність витків, що утворюють електричне коло, в якому додаються наведені у цих витках електрорушійні сили (ЕРС) для отримання напруги трансформатора. Обмотки трансформаторів середньої і великої потужності виконують з обмотувальних проводів круглого або прямокутного перерізу. Основою обмотки в більшості випадків є паперово-бакелітовий циліндр, на якому кріпляться елементи, що

забезпечують механічну і електричну міцність.

Конструктивне оформлення трансформатора залежить значною мірою від способу його охолодження. За цією ознакою трансформатори поділяються на:

1. сухі з природним або штучним повітряним охолодженням;
2. масляні з природним чи штучним повітряним охолодженням масляного бака (з дуттям);
3. масляні зі штучною циркуляцією масла і охолодженням його в окремих охолодниках з природним або штучним повітряним чи водяним охолодженням [6]

У сухих трансформаторах з природним охолодженням тепловіддача від трансформатора відбувається в повітря, яке оточує трансформатор. Оскільки коефіцієнт тепловіддачі в повітря невеликий, сухі трансформатори з природним охолодженням зазвичай виготовляються лише малої потужності з напругами, які не перевищують 6-10 кВ.

Переважають масляні трансформатори, розміщені в баці з маслом. Нагріваючись, масло циркулює і забезпечує природне охолодження трансформатора.

Автотрансформатор на відміну від трансформатора має одну обмотку, частина витків якої належить одночасно первинному і вторинному ланцюгам.

На рисунку 1.8 зображена схема понижуючого трансформатора, в якому ділянка AX — загальна частина витків зі струмом I_{12} . Як у звичайному трансформаторі, первинний I_1 і вторинний I_2 струми автотрансформатора практично знаходяться в протифазі, тобто їх вектори зсунені відносно один одного на кут, близький до 180° . З цього випливає, що струм I_{12} в загальній частині витків AX дорівнює різниці вторинного і первинного струмів автотрансформатора:

$$I_{12} = I_2 - I_1, \quad (1.1)$$

або

$$I_2 = I_{12} + I_1, \quad (1.2)$$

Потужність, що передається навантаженню Z_H , ВА,

$$S_A = U_2 \cdot I_2. \quad (1.3)$$

З врахуванням ($I_2 = I_{12} + I_1$) отримаємо:

$$S_A = U_2 (I_{12} + I_1) = U_2 \cdot I_2 + U_2 \cdot I_{12} = S_{e.A} + S_{em.A} \quad (1.4)$$

де $S_{e.A} = U_2 \cdot I_2$ - потужність, що передається у вторинне коло автотрансформатора електричним шляхом завдяки електричному зв'язку між первинним і вторинним колами: $S_{em.A} = U_2 \cdot I_{12}$ - потужність, що передається у вторинне коло автотрансформатора електромагнітним шляхом, завдяки магнітному потоку.

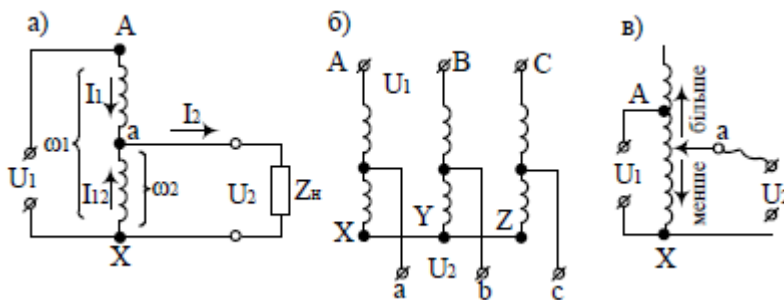


Рисунок 1.8 – Принципові схеми автотрансформаторів однофазного (а), трифазного (б) і однофазного регулюючого (в).

Габаритні розміри трансформатора або автотрансформатора визначаються їхніми електромагнітними потужностями: для трансформатора $S_{em.T} = E_2 \cdot I_2$, для автотрансформатора $S_{em.A} = E_2 \cdot I_{12}$. В цих виразах приймаємо $U_2 \gg E_2$. Відомо, що в автотрансформаторі електромагнітним шляхом передається тільки частина всієї поступаючої у вторинне коло потужності, тобто $S_{em.A} < S_{em.T}$, що дозволяє зменшити переріз

магнітопроводу і скоротити середню довжину витка обмотки. Це веде до зменшення витрат електротехнічної сталі і обмоточної міді на виготовлення автотрансформатора і зменшення магнітних і електричних втрат. Таким чином, автотрансформатор в порівнянні з трансформатором однакової потужності має менші розміри і вагу, більш високий ККД, меншу вартість. Вказані переваги автотрансформатора тим вагоміші, чим більша частина потужності передається в навантаження електричним шляхом, тобто чим більша потужність, що передається у вторинне коло автотрансформатора електричним шляхом $S_{e.A}$. Ця потужність обернено пропорційна коефіцієнту трансформації:

$$S_{e.A} = \frac{S_A}{kA}, \quad (1.5)$$

де $kA = \frac{w_{AX}}{w_{aX}}$ - коефіцієнт трансформації автотрансформатора.

Електромагнітна потужність автотрансформатора визначається виразом:

$$S_{em.A} = S_A \left(1 - \frac{1}{kA} \right). \quad (1.6)$$

На рисунку 1.9 зображена залежність відносного значення маси автотрансформатора (G_A/G_{Tp}) , де G_A - маса автотрансформатора, а G_{Tp} - маса трансформатора такої ж потужності, від коефіцієнту трансформації. З графіка випливає, що з підвищенням коефіцієнту трансформації kA маса автотрансформатора збільшується, а тому, зменшуються переваги автотрансформатора в порівнянні з трансформатором. Таким чином, маса і габаритні розміри автотрансформаторів в порівнянні з трансформаторами істотно менші при коефіцієнті трансформації $K_A < 2$.

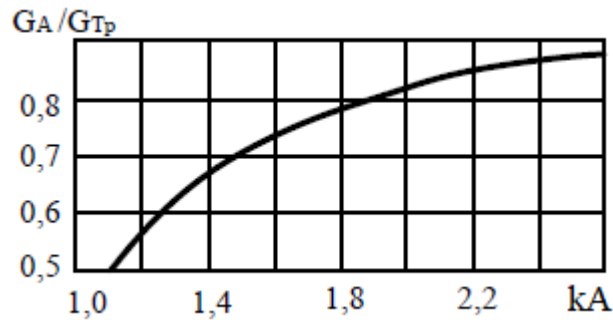


Рисунок 1.9 – Залежність відносної активної ваги автотрансформатора від коефіцієнту трансформації

Поряд з перевагами автотрансформатори мають недоліки, що обмежує його використання. Головні з цих недоліків: 1) при короткому замиканні на вторинному боці частина аХ обмотки (див. рисунок 1.8) шунтується і струм короткого замикання досягає набагато більшого значення, ніж у випадку звичайного двохобмоточного трансформатора; 2) різке підвищення напруги на боці НН до рівня напруги на боці ВН при короткому замиканні на ділянці котушки Аа або при розриві котушки на ділянці аХ; 3) наявність електричного зв'язку між первинною і вторинною сторонами, що в деяких схемах недопустимо. Автотрансформатори можуть бути понижуючими і підвищуючими, однофазними і трифазними. У трифазного трансформатора обмотки фаз з'єднують зіркою (див. рисунок 1.8, б).

1.8 Особливості експлуатації силових трансформаторів

При експлуатації трансформаторів і автотрансформаторів (АТ) повинна забезпечуватися їх тривала робота шляхом:

- дотримання температурних і навантажувальних режимів;
- строго дотримання норм якості і характеристик ізоляції;
- утримання у справному стані пристроїв охолодження,

регулювання напруги та ін.

Строком природного зношення трансформатора (АТ), що працює в номінальному режимі, вважається строк, що дорівнює приблизно 20-25 рокам. Процес старіння веде до зміни вихідних електричних характеристик, механічних і хімічних властивостей ізоляційних матеріалів[5].

Температура верхніх шарів масла за нормального навантаження трансформатора не повина перевищувати таких максимально допустимих величин:

- 95 °С – у трансформаторах, що мають природне масляне охолодження (М) або дугтвове (Д).
- 75 °С – у трансформаторах, що мають циркуляційне охолодження з примусовою циркуляцією масла та повітря (ДЦ), якщо заводом-виробником не зазначено іншої температури.
- 70 °С – у трансформаторах, що мають масло-водяне охолодження з примусовою циркуляцією масла (Ц).

Якщо температуру збільшити на 6 °С, термін служби ізоляції скоротиться вдвічі (під температурою найбільш нагрітої точки мається на увазі температура найбільш нагрітого шару обмотки верхньої котушки трансформатора).

Всі трансформатори в ЕЕС працюють із змінним навантаженням. Недовикористання їх економічно недоцільно. Найкраще використання ізоляції трансформаторів досягається завантаженням їх у відповідність до так званої навантажувальною здатністю, при цьому передбачаються короткочасні роботи з перевантаженням. Графіки навантажувальної здатності трансформаторів і методика їх використання наводяться в керівних нормативних документах.

Допустимі аварійні перевантаження викликають підвищене, порівняно з нормальним, зношення виткової ізоляції, що може призвести до скорочення становленого строку служби трансформатора, якщо підвищене зношення

згодом не буде компенсоване навантаженням із зношенням виткової

ізоляції нижче нормального.

Навантаження трансформатора понад його номінальну потужність допускається тільки за справної і повністю ввімкненої системи охолодження трансформатора.

У зимові місяці року допускаються 1% перевантаження трансформаторів на кожен відсоток недовантаження влітку, але не більше ніж на 15%. Це правило застосовується в тому випадку, коли максимум річного графіка навантаження не перевищував номінальної потужності трансформатора. У нормативних документах дані таблиці допустимих перевантажень. При аваріях, наприклад при виході з роботи одного з паралельно працюючих трансформаторів і відсутності резерву, дозволяється аварійне перевантаження трансформаторів, що залишились у роботі, незалежно від тривалості і значення попереднього навантаження і температури охолоджуючої середовища. У порівнянні з номінальним зносом ізоляції аварійні перевантаження підвищують знос ізоляції. Однак форсоване зношення ізоляції вважається обґрунтованим, оскільки скорочення терміну служби ізоляції трансформаторів завдає меншої шкоди, ніж відключення споживачів.

Перевантаження в аварійних режимах роботи масляних трансформаторів регламентується спеціальними інструкціями і заводами-виробниками, в загальному випадку не більше 50% впродовж 30 хвилин.

Важливе значення при експлуатації має якість його виготовлення на заводі. При недостатній спресовці магнітопровода, може збільшитись вібрація і шум при його роботі, корозія магнітопровода. При недостатній спресовці обмоток, може пошкодитись ізоляція обмоток.

1.9 Дослідження пошкоджуваності трансформаторів

Таблиця 1.6 – Причини виведення в ремонт силових трансформаторів

Елемент трансформатора	Діагностичний параметр		Кількість	
	Позначення	Назва параметру	шт.	%
Обмотки	Z_k	Деформація обмотки	8	1,6
	t°	Погіршення стану контактних з'єднань	10	2
	P_{xx}	Зниження зусиль пресування	15	3
Ізоляція	R_{iz}	Забруднення ізоляції	65	13,4
	W	Зволоження ізоляції	48	10
Вводи	$k_{з.р.ВВ}$	Дефекти вводів	74	15,2
Масло	$ХАРГ_з$	Забруднення масла	71	14,6
	$\PhiХА$	Підвищений вміст вологи в маслі	43	9
	$ХАРГ_p$	Розряди в маслі	64	13,2
РПН	$k_{з.р.РПН}$	Дефекти РПН	45	9,3
Система охолодження	$I_{двиг.}$	Струм двигуна-приводу масло насоса	14	2,9
	$t^\circ_{охолодж.}$	Температура охолоджувачів	16	3,3
Бак	$k_{з.р.бак}$	Протікання бака	12	2,5
			485	100

Висновки до розділу

За результатами аналізу технічного стану об'єктів енергетики можна зробити висновок, що стан є незадовільним, комплекс проблемних питань, а саме, ключовою проблемою електроенергетичної галузі є високий рівень зношення електроенергетичного обладнання, що використовується для виробництва, передачі та розподілу електричної енергії, нормативно-правова база та методи, що застосовуються для регулювання діяльності в секторі, не відповідають вимогам сьогодення та не створюють необхідних стимулів для

інвестування в оновлення обладнання та розвиток галузі.

Вирішення задачі можливо шляхом проведення оцінки включаючи до складу системи моніторингу. Сформована система моніторингу дозволить своєчасно визначити проблемні вузли в системі, оперативно реагувати на зміни споживання електричної енергії та може стати критерієм при запровадженні стимулюючого тарифного регулювання.

Отже, трансформатор складається з великої кількості конструктивних елементів, основними з яких є: магнітна система (магнітопровід), обмотки, ізоляція, виводи, бак, охолоджувальний пристрій, механізм регулювання напруги, захисні та вимірювальні пристрої. Найдорощим елементом трансформатора являється РПН, він є дуже важливим, тому потрібно приймати заходи щодо його збереження. Найчастіше виходять з ладу ізоляція та вводи, та забруднюється масло.

РОЗДІЛ 2

АНАЛІЗ ІСНУЮЧИХ МЕТОДІВ І ЗАСОБІВ ДІАГНОСТУВАННЯ ТРАНСФОРМАТОРІВ

2.1 Хроматографічний аналіз розчинених газів у маслі (ХАРГ)

Треба відзначити, що при виявленні та оцінюванні розвитку за допомогою ХАРГ таких дефектів силових трансформаторів, як електричні розряди в маслі, перегріву в струмоведучих з'єднаннях і елементах конструкції остова, разом з ознаками, які мають незалежну детерміновану діагностичну цінність (концентрації водню, метану, етану, етилену й ацетилену), використовуються ознаки з умовною діагностичною цінністю (відношення концентрацій різних пар названих газів, швидкість зростання концентрації газів, відношення концентрацій оксиду й діоксиду вуглецю).

У 1986 році ХАРГ був запропонований як контрольний метод для вводів і призначався головним чином для виявлення пошкоджень у масляному каналі вводів, залитих маслом марки Т-750. З 1988 року інтерпретація результатів ХАРГ і відбраковка вводів регламентується у відповідності з протиаварійним циркуляром Ц-06-88(э) “О мерах по повышению надёжности герметичных вводов”. Однак спроба зменшити ступінь ушкодження провідів, використовуючи ХАРГ, не призвела до суттєвого зменшення їх відмов, але значно підвищила затрати труда на

обслуговування й викликала ризик додаткового зниження надійності через частини відбирання масла та, відповідно, його підкачки.

При цьому використовуються дві основні діагностичні ознаки: концентрація ацетилену й сума вуглецеводневих газів. Однак при відкладенні осадів (продуктів окисації масла або вимивання компонентів із конструктивних матеріалів) на внутрішній поверхні фарфору та остові, а також у випадку колоїдного старіння масла (появи та росту металомістких колоїдних часток) хроматографічні ознаки відсутні [11].

Між тим, саме ці дефекти – одна з головних причин пошкоджень високовольтних герметичних введів трансформаторів. Для оцінки їх розвитку у «ВНИИЭ» розроблено і застосовано метод вимірювань каламутності трансформаторного масла, який дозволяє судити про розвиток колоїдно-дісперсних процесів, що призводять до зниження електричної стійкості масляного каналу [12].

2.2 Оцінка стану ізоляції обмоток по наявності фуранових сполучень в маслі

Виявлення небезпечних деформацій, розпресовки обмоток та оцінка механічної стійкості виткової ізоляції в комплексі визначають стан основного елемента – обмотки. В зв'язку з цим посилюється можливість оцінки спрацьовування паперової ізоляції обмоток трансформатора. Для цього останнім часом в енергосистемах отримала розповсюдження методика оцінки стану паперової ізоляції по наявності фуранових сполучень у маслі.

Відомо, що на старіння ізоляції впливають температура, час експлуатації, вологість, вміст кисню. Присутність в ізоляційному маслі фурфурола, його похідних, монооксиду вуглецю є прямим наслідком розкладання ізоляції.

При виділенні з масла фуранових сполучень застосовують рідиново-рідинову або твердофазну хроматографію й аналізують прямофазною або обернено-фазною високоефективною рідинною хроматографією, якою можна визначити згідно МЕК п'ять фуранових речовин: фурфурол (2-фурфурол), 5-гідроксиметилфурфурол, фурфуриловий спирт (2-фурфурилалкоголь), 2-ацетилфуран, метилфурфурол (5-метил-2-фурфураль).

Згідно полярності 80% фурфурола розчинюється в ізоляційному маслі, а гідроксиметилфурфурол адсорбується здебільшого на паперовій ізоляції, ніж переходить у масло. Таким чином, в маслі хроматографічним методом в основному визначається саме фурфурол.

В зарубіжній літературі запропоновано вміст основних фуранових сполучень (фурфурола й гідроксиметилфурфурола), розчинених у маслі, оцінювати як сумарну кількість фуранових речовин – для цього введено термін “total furans”.

Також деякі джерела демонструють, що застосування різновиду рідинної хроматографії в тонкому шарі при використанні хлористого метілену як рухомої фази, оцінку вмісту сумарних фуранових сполучень можна детектувати у вигляді однієї фракції, так як індекси утримання альдегідів, спиртів і гідроксифірів при використанні запропонованої фази співпадають. При використанні еталонних розчинів фурфурола різної концентрації, які дозволяють скласти спеціальну шкалу, можна провести не тільки якісну, а й кількісну оцінку вмісту фуранових речовин у трансформаторному маслі [1].

МЕК стандартизовано узагальнені дані меж визначення фуранових сполучень:

- 0,05 мг/кг при використанні методик високоефективної рідинної хроматографії (ВЕРХ), виконаних на зарубіжних хроматографах високої якості;

- 0,1 мг/кг фурфурола можна визначити спектрофотометрично;

- 0,5 мг/кг фурфурола виявляються методом газової хроматографії (ГХ) із застосуванням head-space накопичувача або методом ВЕТШХ;

- 5 мг/кг визначають речовини протилежної полярності: фурфуриловий спирт, гідроксиметілфурфурол, ацетілфуран.

2.3 Оцінка ступеню старіння ізоляції обмоток силових трансформаторів по вимірюванню ступеня полімеризації

СОУ-Н ЕЕ 20.302:2020 для оцінки стану паперової ізоляції обмоток силових трансформаторів передбачено вимірювання ступеню полімеризації її зразків. При цьому вказано, що ресурс паперової ізоляції обмоток вважається вичерпаним при зниженні ступеню полімеризації паперу до 250 одиниць.

Для оцінки зносу паперової ізоляції ступінь полімеризації є досить об'єктивним показником. При цьому зниження ступеню полімеризації паперової ізоляції має монотонну залежність на протязі усього строку експлуатації, що зумовлює високу діагностичну цінність даного показника.

Як відомо, теплове старіння паперу при відсутності інших зовнішніх впливів практично не змінює її короткочасну електричну стійкість. Проте в реальних умовах експлуатації водночас з нагрівом ізоляції вона підлягає також впливу механічних зусиль, особливо під час коротких замикань. Тому зниження механічної стійкості паперу в результаті теплового старіння завжди призводить до механічного ушкодження ізоляції та вже, як наслідок, до електричного пробою.

Для об'єктивного оцінювання стану ізоляції трансформатора необхідно проводити вимірювання ступеню полімеризації зразку виткової ізоляції. Взяття проби зразку може бути виконано на вимкненому трансформаторі як під час капітального ремонту, так і під час підливу масла крізь люки. З

зовнішньої сторони обмотки вирізається зразок масою 3–5 грамма. Після чого чиниться підмотка ізоляції висушеною лакотканиною або папером. Зразок паперової ізоляції повинен бути взятим із найбільш нагрітого місця в одній із верхніх катушок. Дано з цього приводу деякі пояснення [14].

Керівництво по навантажувальній можливості трансформаторів МЕК пропонує наступну теоретичну модель:

- температура масла, що оточує обмотку, лінійно зростає по висоті обмотки від значення T_H навпроти верхньої частини обмотки;

- температура провідників обмотки зростає по її висоті також лінійно, слідуючи за температурою масла з перевищенням на постійну величину t , яка визначається за тепловим потоком від обмотки в масло з урахуванням теплової провідності ізоляції обмотки;

- температура T_H дорівнює температурі, з якою масло приходить із охолоджувача;

- для верху обмотки, враховуючи додаткові втрати, наприклад, від віхорових втрат, МЕК визначає дещо підвищене значення температури провідників над маслом у вигляді ut , де коефіцієнт u більший за одиницю;

Така модель є дуже приблизною, але під час її реального застосування дає достатню точність. У «ВНИИЭ» розроблено більш детальну методику для оцінки ступеню старіння (полімеризації) ізоляції. Не приводячи усіх викладок, розглянемо тільки загальні висновки цієї роботи. По-перше, знос виткової ізоляції в процесі роботи трансформатора значно вищий, ніж бар'єрної. По-друге, масло в вертикальних каналах проти верхніх катушок обмоток має більш високу температуру ніж верхні шари масла в трансформаторі. По-третє, для оцінки стану паперової ізоляції обмоток трансформатора необхідно проводити вимірювання ступеню полімеризації зразку виткової ізоляції, що береться з верхніх катушок обмотки. І останнє: зразки паперової ізоляції, закладені в верхньому шарі масла трансформатора, не є цінними з точки зору зносу виткової ізоляції обмоток.

2.4 Оцінювання розвитку іонізаційних процесів в ізоляції силових трансформаторів методом вимірювання часткових розрядів (ЧР).

Для відшукування іонізаційних процесів в ізоляції силових трансформаторів під час їх експлуатації останнім часом роблять спроби використати метод ЧР для оцінки бездефектного стану при виготовленні трансформаторів, бо він має статистичний розподіл при розвитку дефектів у процесі їх експлуатації.

Одним із перспективних напрямків розвитку застосування даного методу є безперервний контроль характеристик ЧР для індикації передпробивних процесів із метою вдосконалення захисту. Взагалі діагностика методом ЧР є ефективним засобом вияву не тільки ЧР в ізоляційних конструкціях трансформатора, але й у будь-яких інших деталях, якщо в останніх мають місце процеси іскрування (поява короткозамкнених контурів, порушення в схемі заземлення, погані контакти та ін.). Разом з тим ідентифікація ЧР ув обладнанні супроводжується щонайменше двома проблемами: розрізнюванням із зовнішніми перешкодами й виявленням джерел внутрішнього шуму.

Вимір (ЧР) дозволяє одержати одну з найважливіших характеристик ізоляційних систем трансформаторів. Чутливість методу розчинених газів залежить від часу ЧР, що для контрольних вимірів звичайно велика, і чутливість методу при цьому висока. Однак при виникненні ЧР на початку (часи) чутливість мала, якщо ЧР не дуже великі. Для випадків, коли чутливість цього методу недостатня, повинні застосовуватися інші методи.

Перешкоди при вимірюванні ЧР, що викликані наявністю значних внутрішніх та зовнішніх завад одного рівня з корисним сигналом, труднощі з інтерпретацією результатів вимірювань і визначення місця ЧР у значній мірі знижуються при використанні акустичних методів контролю ЧР.

Дефектами, які виявляються акустичними датчиками:

- обрив шин заземлення активної частини або електростатичних екранів;
- порушення кріплення екранів вводу трансформатора;
- порушення ізоляції пресуючих обмотку гвинтів, замикання активної частини на бак;
- пошкодження контактів РПН, а також порушення з'єднань між частинами відбирача та інші.

Тому розробка і впровадження акустичних датчиків є і зараз задачею досить актуальною.

2.5 Діагностика дефектів трансформаторного обладнання за допомогою ультразвукових локаторів

Діагностика за допомогою ультразвуку дозволяє виявити компоненти з порушеною ізоляцією в розподільному обладнанні та взагалі в обладнанні, що знаходиться під напругою, в тому числі трансформаторному. Ультразвукова технологія зручна для тестування устаткування на відкритих підстанціях та повітряних лініях електропередачі. Можлива також перевірка закритих пристроїв. Аналіз спектру ультразвукового сигналу дозволяє проводити відділення потрібного звуку від ультразвуку з загальної полоси шумів, яка містить звуки з інших джерел ув апаратурі.

Ультразвук, вільно проникаючи крізь отвори, не може пройти крізь тверді тіла й поверхні. На трансформаторі слуховий отвір можна зробити, знявши, наприклад, болт заливки масла. При наявності іскріння або коронного розряду (на ізоляторах введів тощо) оператор чує чіткий дзижчачий звук. Якщо апаратура закрита повністю, треба висвердлити в корпусі отвір діаметром чотири дюйми та встановити заглушку на нього, щоб знімати під час діагностування. Але застосування останнього способу для роботи з трансформаторами неможливе, власне це й є основний недолік –

ультразвук в цьому випадку має обмежені рамки використання [9].

2.6 Тепловізійний контроль трансформаторного обладнання

Цей вид діагностики відносно не новий, хоч масове виробництво приладів тепловізійного контролю – тепловізорів - розвинулось досить недавно. Принцип роботи тепловізора оснований на здатності вловлювати інфрачервоне випромінювання від досліджуваних об'єктів і визначати температуру або перетворювати його у візуальну картину розподілення теплових полів на поверхні об'єктів. Отримана картина називається термограмою й може бути подана як кольоровою так і чорно-білою, або інвертованою. Оператор бачить термограму в видопошукачу або на моніторі комп'ютера та може визначити температуру в будь-якій точці об'єкта. На практиці іноді навіть невелика різниця в температурах на одному й тому ж об'єкті свідчить про недоліки (недостатній рівень масла у ввіді трансформатора чи погано затягнутий контакт), які можуть серйозно зашкодити виробництву.

Існує досвід пошуку внутрішніх дефектів трансформаторів на основі даних ХАРГ та знайдення їх місця за допомогою тепловізорів. Результати тепловізійного обстеження трансформаторів на основі ХАРГ поділяються на три групи.

До першої відносяться випадки, коли за допомогою тепловізора вдається знайти чітко помітні локальні нагриви на стінках баку трансформатора. Розкриття вказує, що стається це із-за пошкодження ізоляції шпилек, обриву шин заземлення та ряду інших причин.

Друга група об'єднує результати обстеження випадків, коли навіть при діагностуванні по даним ХАРГ термічного дефекту високої температури (понад 700° С) не вдається знайти локальний нагрів на стінці баку трансформатора. Це пояснюється відсутністю проекції точки нагріву на стінку баку. На жаль, на сьогодні не існує методів однозначного визначення

таких дефектів.

Третя група – це дефекти, зумовлені конструктивними особливостями трансформаторів.

Тепловізійне обстеження використовується для виявлення локальних нагрівів баків трансформаторів вже при появі газів, характерних для нагріву масла і ізоляції. Тим більш це обстеження необхідно при діагностуванні термічних пошкоджень по результатам ХАРГ. Тепловізійне обстеження трансформаторів ефективно доповнює діагностики ультразвуком та ХАРГ, а також традиційні методи електричних випробувань трансформаторів.

Висновки до розділу

В даному розділі увага приділяється аналізу існуючих методів і засобів діагностування трансформаторів. ХАРГ - найбільш інформаційний метод діагностування трансформаторів.

Найдешевшим методом обстеження є тепловізійний метод. Тепловізійне обстеження використовується для виявлення локальних нагрівів баків трансформаторів вже при появі газів, характерних для нагріву масла і ізоляції.

РОЗДІЛ 3

РОЗРОБКА ДІАГНОСТИЧНОГО КОМПЛЕКСУ СИЛОВИХ ТРАНСФОРМАТОРІВ

В основі запропонованої в проекті комп'ютерної системи діагностування трансформаторів лежить математична модель коефіцієнту залишкового ресурсу трансформатора. Розглянемо два метода визначення залишкового ресурсу трансформатора: ймовірнісний та нейро-нечіткий.

3.1 Прогнозування залишкового ресурсу трансформатора

Ймовірнісна математична модель коефіцієнта залишкового ресурсу трансформатора

Якщо в результаті аналізу даних, наданих представниками цеху ремонтів трансформаторів, з літературних джерел чи за даними служби ізоляції тощо буде зібрана інформація щодо деяких причин виведення в ремонт трансформаторів, то такі дані можна упорядкувати, наприклад так, як це показано в таблиці 3.1.

В таблиці 3.1 під контрольованим діагностичним параметром розуміємо параметр, відхилення якого від норми сприяло виведенню трансформатора в ремонт або враховулось при виведенні його в ремонт. В якості діагностичних параметрів в таблиці 3.1 приведені: параметри, які характеризують стан обмоток, ізоляції, високовольтних вводів, масла, РПН,

системи охолодження, бака.

Таблиця 3.1 – Інформація щодо деяких причин виведення в ремонт трансформаторів

Елемент трансформатора	Діагностичний параметр		Кількість	
	Позн-ння	Назва параметру	шт.	%
Елемент трансформатора	Діагностичний параметр	Кількість	Елемент трансформатора	Діагностичний параметр
Обмотки	Z_k	Деформація обмотки	8	1,6
	t°	Погіршення стану контактних з'єднань	10	2
	P_{xx}	Зниження зусиль пресування	15	3
Ізоляція	R_{iz}	Забруднення ізоляції	65	13,4
	W	Зволоження ізоляції	48	10
Вводи	$k_{з.р.ВВ}$	Дефекти вводів	74	15,2
Масло	$ХАРГ_з$	Забруднення масла	71	14,6
	$\PhiХА$	Підвищений вміст вологи в маслі	43	9
	$ХАРГ_р$	Розряди в маслі	64	13,2
РПН	$k_{з.р.РПН}$	Дефекти РПН	45	9,3
Система охолодження	$I_{двиг.}$	Струм двигуна-приводу масло насоса	14	2,9
	$t^\circ_{охолодж.}$	Температура охолоджувачів	16	3,3
Бак	$k_{з.р.бак}$	Протікання бака	12	2,5
			485	100

Параметри, які характеризують стан обмоток:

- Z_k – деформація обмоток, t° – погіршення стану контактних з'єднань,

- P_{xx} - зниження зусиль пресування;

- ізоляції: R_{iz} - забруднення ізоляції, W - зволоження ізоляції; -

вводів: $k_{з.р.ВВ}$ – дефекти вводів;

- масла: $ХАРГ_з$ – забруднення масла; $\PhiХА$ – підвищений вміст

вологи в маслі; $XAPГ_p$ – розряди в маслі;

- РПН: $k_{з.р.РПН}$ – дефекти РПН;

- системи охолодження: $I_{двиг.}$ – струм двигуна-приводу маслонасоса, $t_{охолодж.}^{\circ}$ – температура охолоджувачів;

- бака: $k_{з.р.бак}$ – протікання бака.

Проаналізувавши дані таблиці 3.1 та літературні джерела була створена схема, яка показує залежний, або незалежний вплив діагностичних параметрів на коефіцієнт загального залишкового ресурсу трансформаторів (рисунок 3.1).

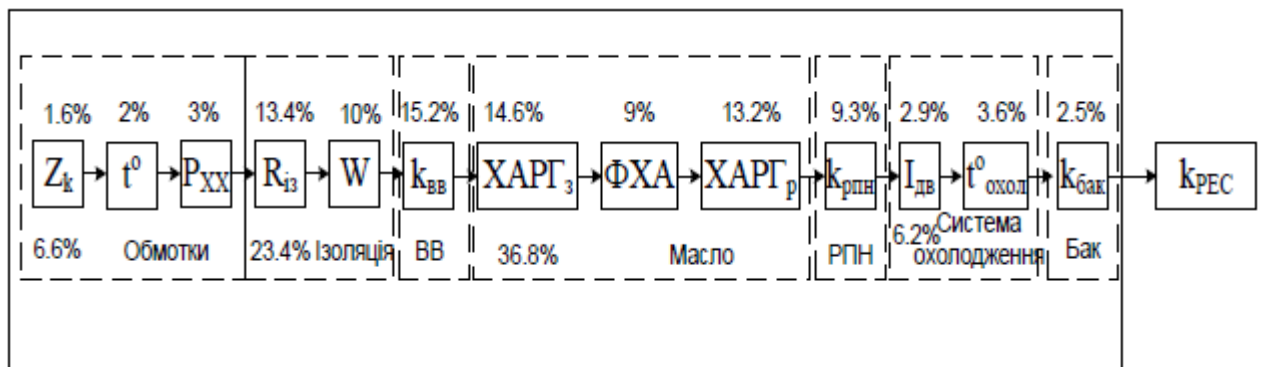


Рисунок 3.1 – Структурна схема моделі коефіцієнта залишкового ресурсу трансформатора

На рисунку 3.1 не показано взаємний вплив одного контрольованого діагностичного параметра на інший, а лише показано у взаємозалежний чи не у залежний спосіб ці параметри впливають на коефіцієнт загального залишкового ресурсу.

На рисунку 3.1 над параметром показана відсоткова кількість виявлених дефектних трансформаторів за даним параметром, яка наведена у відсотках від загальної кількості дефектних трансформаторів.

На рисунку 3.1 послідовно позначені блоки з параметрами, відхилення

яких від норми сприяло виведенню трансформаторів в ремонт. Паралельно зображуються блоки з параметрами, які сприяють виведенню СТ в ремонт за умови одночасного відхилення від норм цих параметрів, що зумовлено вимогами до надійності роботи трансформаторів. В кожному з наведених ослідовних блоків можна виділити паралельні, проте їх не наведено для спрощення розрахунку, тому що це експериментальний проект.

З метою отримання узагальненого показника залишкового ресурсу трансформатора, який вираховує значення всіх діагностичних параметрів та їх вплив, пропонується від відомих значень діагностичних параметрів перейти до відповідних цим значенням коефіцієнтів залишкових ресурсів по кожному діагностичному параметру. Ці коефіцієнти визначаються у відносних одиницях за виразом (3.1) і тому характеризують сумарне напрацювання трансформаторів від моменту контролю його технічного стану до переходу у граничний стан коли діагностичний параметр досягає граничного значення, тобто залишковий технічний ресурс [12,13]. Коефіцієнт залишкового ресурсу k_i по i -му діагностичному параметру:

$$k_{i1} = \left| \frac{x_{i1,гран} - x_{i1,пот}}{x_{i1,гран} - x_{i1,поч}} \right|; \quad (3.1)$$

де: $x_{i1,гран}$ – граничне нормативне значення i_1 -го діагностичного параметра, $x_{i1,пот}$ – значення i_1 -го діагностичного параметра на момент контролю, $x_{i1,поч}$ – початкове значення i_1 -го діагностичного параметра (на момент введення в експлуатацію нового обладнання або після ремонту), i_1 – діагностичний параметр.

Так для трансформатора АОДЦНТ-333000/750/330 параметр $tg(\delta)$ паперово – масляної ізоляції після ремонту дорівнював 0,2 %, а на момент контролю дорівнював 0,4 %, граничне значення цього параметру – 1,0 % [6]. Визначення коефіцієнту залишкового ресурсу $k_{tg(\delta)}$ по діагностичному параметру $tg\delta$:

$$k_{\text{тг}(\delta)} = \frac{|1.0 - 0.4|}{|1.0 - 0.2|} = 0.75 (\text{в.о.}).$$

У загальному випадку структурна схема моделі коефіцієнта залишкового ресурсу обладнання може мати вигляд показаний на рисунку 3.2:

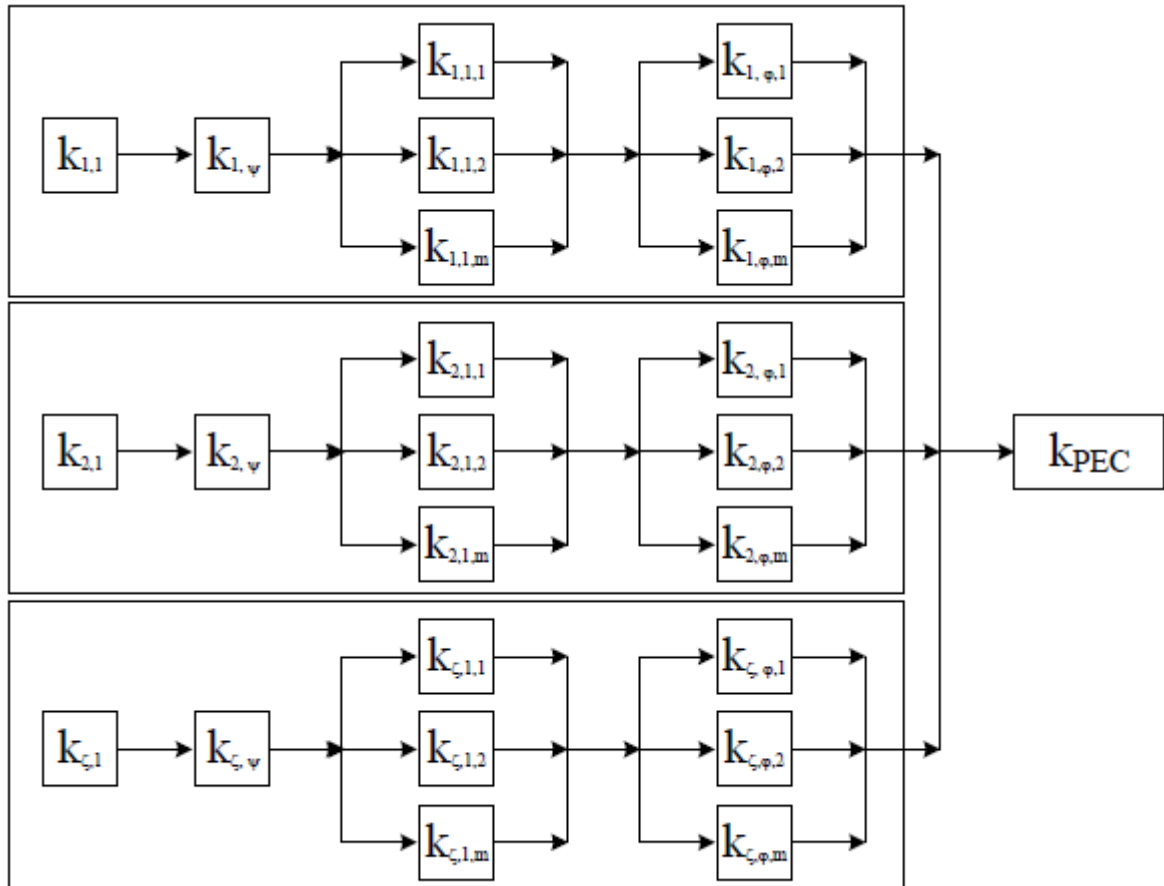


Рисунок 3.2 – Загальна структурна схема моделі коефіцієнта залишкового ресурсу обладнання

У відповідності до рисунка 3.2 коефіцієнт загального залишкового ресурсу обладнання визначається за виразом:

$$k_{\text{ЗАГ.РЕС}} = 1 - \sum_{\theta=1}^{\zeta} \left\{ 1 - \left\{ \prod_{\chi=1}^{\psi} (k_{\theta\chi}^{P_{\theta\chi}}) \cdot \prod_{\lambda=1}^{\phi} \left\{ 1 - \sum_{j=1}^{m\lambda} [(1 - k_{\theta\lambda j}) \cdot P_{\theta\lambda j}] \right\}^{P_{\theta\lambda}} \right\} P_{\theta} \right\}, \quad (3.2)$$

де: j_1 – номер блока в паралельній частині схеми, яка згортається; m_1 – кількість блоків в паралельній частині схеми, яка згортається; λ – номер блока в послідовній частині схеми яка складається зі згорнутих паралельних блоків; φ – кількість блоків в послідовній частині схеми яка складається зі згорнутих паралельних блоків; χ – номер блока в послідовній частині схеми яка складається з не згорнутих блоків; ψ – кількість блоків в послідовній частині схеми яка складається з не згорнутих блоків; Θ – номер блока в паралельній частині схеми яка складається зі згорнутих послідовно-паралельних блоків; ζ – кількість блоків в паралельній частині схеми, яка складається зі згорнутих послідовно-паралельних блоків; $k_{\Theta\lambda j_1}$ – коефіцієнт залишкового ресурсу по контрольованому $\Theta\lambda j_1$ -тому параметру у відповідній групі паралельних блоків які в подальшому згортаються; $r_{\Theta\lambda j_1}$ – ймовірність відхилення контрольованого параметра від норми у ВУ який виведений в ремонт по $\Theta\lambda j_1$ -тому параметру у відповідній групі паралельних блоків які в подальшому згортаються; $k_{\Theta\chi}$ – коефіцієнт залишкового ресурсу по діагностичному параметру у блоку який не згортається у послідовній частині; $r_{\Theta\chi}$ – ймовірність відхилення контрольованого діагностичного параметра у блоку який не згортається у послідовній частині; $r_{\Theta\lambda}$ – ймовірність відхилення групи контрольованих параметрів від норми у згорнутій групі яка містить паралельні блоки у ВУ який виведений в ремонт; r_{Θ} – ймовірність відхилення групи контрольованих параметрів від норми у згорнутій групі, яка містить послідовно-паралельні блоки у ВУ, який виведений в ремонт.

У відповідності до рисунка 3.2 здійснюємо згортання схеми за наступними виразами. Для послідовної частини схеми коефіцієнт загального залишкового ресурсу знаходиться за виразом:

$$k_{pec} = \prod_{\tau=1}^v k_{\tau}^{P_{\tau}} ; \quad (3.3)$$

де: k_{τ} – коефіцієнт залишкового ресурсу СТ по τ -му діагностичному

параметру, τ – τ -тий діагностичний параметр, ν – кількість блоків у послідовній частині схеми рисунок 3.2, p_τ – ймовірність відхилень контрольованого параметру від гранично допустимого нормованого значення цього параметра:

$$p_\tau = \frac{y_\tau}{m_2}, \quad (3.4)$$

де, y_τ – кількість відхилень контрольованого параметру від гранично допустимого нормованого значення цього параметра, які були виявлені шляхом контролю τ -го діагностичного параметра з загальної кількості виявлених відхилень контрольованих параметрів від гранично допустимого нормованого значення, m_2 – загальна кількість виявлених відхилень контрольованих діагностичних параметрів від їх гранично допустимих нормованих значень.

Для паралельної частини схеми коефіцієнт загального залишкового ресурсу знаходиться за виразом:

$$k_{рес\ \Sigma} = 1 - \sum_{j=1}^{m_1} [(1 - k_{рес\ j}) p_j]; \quad (3.5)$$

де: k_j – коефіцієнт залишкового ресурсу ВУ по j -му діагностичному параметру, j – j -тий діагностичний параметр, m_1 – кількість блоків у паралельній частині схеми, яка згортається

$$k_{заг.рес.} = k_{обм.} \cdot k_{ізол.} \cdot k_{вс} \cdot k_{масла} \cdot k_{рпн} \cdot k_{охол} \cdot k_{бак}, \quad (3.6)$$

де: $k_{обм.}, k_{ізол.}, k_{вс}, k_{масла}, k_{рпн}, k_{охол}, k_{бак}$ – відомі на момент розрахунку значення коефіцієнтів залишкового ресурсу відповідно по елементам трансформатора.

3.2 Нейро-нечітка модель коефіцієнта залишкового ресурсу трансформатора

Теорія нечітких множин була створена досить давно, проте активно застосовуватись вона почала в наш час. Її перевагами є те, що вона оперує нечіткими вхідними даними, зв'язки між якими заздалегідь невідомі, не завжди відома їх точність і правдивість [3, 9, 10, 11].

На відміну від теорії вірогідності, теорія нечітких множин використовує інші правила і залежності. Теорія вірогідності вказує можливість появи тієї чи іншої події в часі, теорія нечітких множин не розглядає події в часі, а вказує наскільки та чи інша подія близька до дійсності [16].

Для створення математичної моделі коефіцієнту залишкового ресурсу трансформатора було використано параметри, по кожному з яких можна робити висновок про стан трансформатора. Але жоден з даних параметрів не в повній мірі характеризує технічний стан вводу, він лише вказує на певні зміни технічного стану ВУ. Якщо один з цих технічних параметрів виходить за нормовані межі, це зовсім не означає що ВУ повністю втратив свою роботоздатність.

На даному етапі розвитку сучасного комп'ютерного забезпечення, використання, для вирішення поставленої задачі, методів теорії нечітких множин є не складним завданням [12]. Це дає нам змогу врахувати значення різних діагностичних параметрів при діагностуванні трансформаторів і створити базу правил їх взаємодії, не знаючи математичного зв'язку між ними. За допомогою системи комп'ютерної математики – системи MATLAB є можливість створити математичну модель коефіцієнту залишкового ресурсу трансформатора, використовуючи яку, відредагувати раніше створену ймовірнісну виборку навчальних даних за якими далі можна отримати аналітичну залежність коефіцієнту залишкового ресурсу трансформатора від діагностичних параметрів у вигляді поліному. Ця

залежність може бути використана у програмному забезпеченні сучасних мікропроцесорних пристроїв діагностування ВУ.

Сім вхідних параметрів моделі – коефіцієнти залишкового ресурсу трансформатора, які відповідають семи діагностичним параметрам. Кількість параметрів може бути більшою.

Фрагмент результатів розрахунків приведений в таблиці 3.2.

Таблиця 3.2 – Результати розрахунків коефіцієнта залишкового ресурсу трансформатора

Діагностичні параметри							Коефіцієнт залишкового ресурсу трансформатора
К _{обм}	К _{із}	К _{вв}	К _{масла}	К _{рпн}	К _{охол}	К _{бак}	
1	1	1	1	1	1	1	1
0	0	0	0	0	0	0	0
0	1	1	1	1	1	1	0
1	0	1	1	1	1	1	0
...
0,36	1	1	1	0,36	1	1	0,1296
0,37	1	1	1	0,37	1	1	0,1369
0,38	1	1	1	0,38	1	1	0,1444
...
0,85	0,87	0,89	0,91	0,93	0,95	0,97	0,513272
0,86	0,88	0,9	0,92	0,94	0,96	0,98	0,554162
0,87	0,89	0,91	0,93	0,95	0,97	0,99	0,597811
0,88	0,9	0,92	0,94	0,96	0,98	1	0,644374

ресурсу трансформатора. Далі у 50 рядках цієї таблиці були скореговані значення коефіцієнту залишкового ресурсу ВУ (таблиця 3.3) шляхом опитування незалежних експертів: кваліфікованих представників цеху ремонту ВУ служби ремонтів високовольтного обладнання, служби

підстанцій, служби ізоляції, діагностування та грозозахисту, монтажної та інших організацій.

Таблиця 3.3 – Фрагмент скорегованих значень коефіцієнта залишкового ресурсу трансформатора

Діагностичні параметри							Коефіцієнт залишкового ресурсу трансформатора
$k_{обм}$	$k_{із}$	$k_{зв}$	$k_{масла}$	$k_{рпн}$	$k_{охол}$	$k_{бак}$	
1	1	1	1	1	1	1	1
0	0	0	0	0	0	0	0
0	1	1	1	1	1	1	0
1	0	1	1	1	1	1	0
...
0,98	0,83	0,77	0,85	0,61	0,74	0,8	0,72
0,14	0,29	0,37	0,15	0,22	0,13	0,56	0,2
0,91	0,87	0,88	0,95	0,84	0,92	0,99	0,9
...
0,47	0,65	0,67	0,78	0,44	0,34	0,43	0,51
0,69	0,7	0,55	0,45	0,78	0,88	0,93	0,73
0,93	0,49	0,72	0,65	0,85	0,76	0,57	0,57
0,71	0,28	0,89	0,85	0,92	0,64	0,21	0,36

Відкориговані дані були використані в якості навчальних даних при моделюванні в системі комп'ютерної математики MATLAB. Для цього використовувався пакет Fuzzy Logic Toolbox. За допомогою редактора ANFIS Editor (Edit – редактор, Adaptive Network of Fuzzy Inference of the System – адаптивна мережа системи нечіткого висновку) з використанням гібридного навчального алгоритму та використовуючи алгоритм нечіткого висновку Сугено [26] була отримана нейро-нечітка модель коефіцієнту залишкового

ресурсу трансформатора (з використанням методу субкластеризації). Структура отриманої нейро-мережі показана на рисунку 3.3.

Для кожної вхідної змінної нейро-моделі використовувались по чотири лінгвістичні теореми з Гаусовими функціями належності [12]:

$$k_{pec.il} = f(x_{il}; \sigma_{il}; c_{il}) = e^{-\frac{(x_{il}-c_{il})^2}{2 \cdot \sigma_{il}^2}} \quad (3.7)$$

де σ_{il} та c_{il} – числові параметри, σ_{il}^2 – в теорії ймовірності називається дисперсією розподілу [14], а другий параметр c_{il} – математичним очікуванням, i_1 – вхідний параметр нейро-нечіткої моделі, який відповідає діагностичному параметру, x_{i1} – значення i_1 -го вхідного параметра моделі: $x_1 = k_{обм.}$, $x_2 = k_{ізол.}$, $x_3 = k_{вв.}$, $x_4 = k_{масла}$, $x_5 = k_{рпн}$, $x_6 = k_{охол}$, $x_7 = k_{бак}$.

Це такі терми, як: «нормальні» значення діагностичного параметру, «незначні відхилення» значення діагностичного параметру, «передаварійні» значення діагностичного параметру, «аварійні» значення діагностичного параметру.

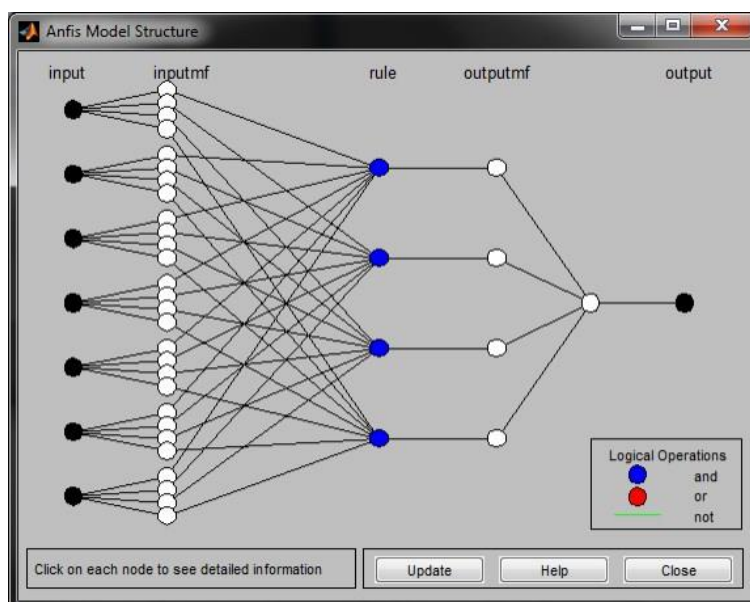


Рисунок 3.3 – Структура ANFIS – мережі трансформатора

Для знаходження значення коефіцієнта загального залишкового ресурсу використовуємо нечітку нелінійну авторегресійну модель

коефіцієнта загально залишкового ресурсу трансформатора. Ця модель встановлює нечітке нелінійне перетворення між значеннями коефіцієнтів залишкового ресурсу по діагностичним параметрам та загальним коефіцієнтом залишкового ресурсу трансформатора:

$$k_{\text{заг.зал.рес}} = F(k_{\text{обм.}}, k_{\text{ізол.}}, k_{\text{вв.}}, k_{\text{масла}}, k_{\text{рпн}}, k_{\text{охол}}, k_{\text{бак}}); \quad (3.8)$$

де: F – нечітке функціональне перетворення.

Для визначення значення коефіцієнта загально залишкового ресурсу трансформатора використовуємо модель логічного висновку Такагі-Сугено. В цій моделі нечіткі правила визначаються на основі заданої кількості значень «вхід-вихід» модельованого об'єкта у вигляді.

$$\text{ЯКЩО } x_1 \in A_1 \text{ ТА } x_2 \in B_2 \text{ ТА } \dots x_m \in V_i \text{ ТО } y_i = f(x_1, x_2, \dots, x_m), \quad (3.9)$$

де: A_1, B_2, V_m – нечіткі множини посилянь, а $y_i = f(x_1, x_2, \dots, x_m)$ – чітка

функція висновку, зазвичай $f(x_1, x_2, \dots, x_m)$ – визначається у вигляді поліному вхідних змінних x_1, x_2, \dots, x_m .

Математична модель коефіцієнта загально залишкового ресурсу є системою логічних рівнянь (3.10). бази правил, записаних у вигляді системи логічних рівнянь (3.11).

$$\left\{ \begin{array}{l} \text{ЯКЩО } k_{\text{обм}} \in \text{"нормальне"} \text{ ТА } k_{\text{із}} \in \text{"нормальне"} \text{ ТА } k_{\text{вв}} \in \text{"нормальне"} \\ \text{ТА } k_{\text{масла}} \in \text{"нормальне"} \text{ ТА } k_{\text{рпн}} \in \text{"нормальне"} \text{ ТА } k_{\text{со}} \in \text{"нормальне"} \\ \text{ТА } k_{\text{бак}} \in \text{"нормальне"} \text{ ТО} \\ k_{\text{заг.зал.рес}} = a_{11} \cdot k_{\text{обм}} + a_{12} \cdot k_{\text{із}} + a_{13} \cdot k_{\text{вв}} + a_{14} \cdot k_{\text{масла}} + a_{15} \cdot k_{\text{рпн}} + a_{16} \cdot k_{\text{со}} + a_{17} \cdot k_{\text{бак}} + c_1 \\ \text{ЯКЩО } k_{\text{обм}} \in \text{"незначне відхилення"} \text{ ТА } k_{\text{із}} \in \text{"незначне відхилення"} \\ \text{ТА } k_{\text{вв}} \in \text{"незначне відхилення"} \text{ ТА } k_{\text{масла}} \in \text{"незначне відхилення"} \\ \text{ТА } k_{\text{рпн}} \in \text{"незначне відхилення"} \text{ ТА } k_{\text{со}} \in \text{"незначне відхилення"} \\ \text{ТА } k_{\text{бак}} \in \text{"незначне відхилення"} \text{ ТО} \\ k_{\text{заг.зал.рес}} = a_{21} \cdot k_{\text{обм}} + a_{22} \cdot k_{\text{із}} + a_{23} \cdot k_{\text{вв}} + a_{24} \cdot k_{\text{масла}} + a_{25} \cdot k_{\text{рпн}} + a_{26} \cdot k_{\text{со}} + a_{27} \cdot k_{\text{бак}} + c_2 \\ \text{ЯКЩО } k_{\text{обм}} \in \text{"передаварійне"} \text{ ТА } k_{\text{із}} \in \text{"передаварійне"} \text{ ТА } k_{\text{вв}} \in \text{"передаварійне"} \\ \text{ТА } k_{\text{масла}} \in \text{"передаварійне"} \text{ ТА } k_{\text{рпн}} \in \text{"передаварійне"} \text{ ТА } k_{\text{со}} \in \text{"передаварійне"} \\ \text{ТА } k_{\text{бак}} \in \text{"передаварійне"} \text{ ТО} \\ k_{\text{заг.зал.рес}} = a_{31} \cdot k_{\text{обм}} + a_{32} \cdot k_{\text{із}} + a_{33} \cdot k_{\text{вв}} + a_{34} \cdot k_{\text{масла}} + a_{35} \cdot k_{\text{рпн}} + a_{36} \cdot k_{\text{со}} + a_{37} \cdot k_{\text{бак}} + c_3 \\ \text{ЯКЩО } k_{\text{обм}} \in \text{"аварійне"} \text{ ТА } k_{\text{із}} \in \text{"аварійне"} \text{ ТА } k_{\text{вв}} \in \text{"аварійне"} \text{ ТА } k_{\text{масла}} \in \text{"аварійне"} \\ \text{ТА } k_{\text{рпн}} \in \text{"аварійне"} \text{ ТА } k_{\text{со}} \in \text{"аварійне"} \text{ ТА } k_{\text{бак}} \in \text{"аварійне"} \text{ ТО} \\ k_{\text{заг.зал.рес}} = a_{41} \cdot k_{\text{обм}} + a_{42} \cdot k_{\text{із}} + a_{43} \cdot k_{\text{вв}} + a_{44} \cdot k_{\text{масла}} + a_{45} \cdot k_{\text{рпн}} + a_{46} \cdot k_{\text{со}} + a_{47} \cdot k_{\text{бак}} + c_4 \end{array} \right. \quad (3.10)$$

$$k_{\text{заг.зал.рес}} = \sum_{j2=1}^{m3} w_{j2} \left(a_{j21} \cdot k_{\text{обм}} + a_{j22} \cdot k_{\text{із}} + a_{j23} \cdot k_{\text{вс}} + a_{j24} \cdot k_{\text{масла}} + \right. \\ \left. + a_{j25} \cdot k_{\text{рпн}} + a_{j26} \cdot k_{\text{со}} + c_{j2} \right), \quad (3.11)$$

де: $0 \leq w_{j2} \leq 1$ – степінь виконання (вага) j_2 -го правила, яка визначається відповідністю реальних змін діагностичних параметрів трансформатора, що відображені у j_2 -му правилі (3.12):

$$w_1 = \frac{\Omega_1}{\xi} \\ w_2 = \frac{\Omega_2}{\xi} \quad (3.12)$$

$$w_3 = \frac{\Omega_3}{\xi} ,$$

$$w_4 = \frac{\Omega_4}{\xi}$$

де:

$$\xi = \sum_{j1=1}^{m3} [\mu_j(k_{\text{обм}}) \cdot \mu_j(k_{\text{із}}) \cdot \mu_j(k_{\text{вс}}) \cdot \mu_j(k_{\text{масла}}) \cdot \mu_j(k_{\text{рпн}}) \cdot \mu_j(k_{\text{со}}) \cdot \mu_j(k_{\text{бак}})]$$

$$\Omega_1 = \mu_{1^{\text{н}}}(k_{\text{обм}}) \cdot \mu_{1^{\text{н}}}(k_{\text{із}}) \cdot \mu_{1^{\text{н}}}(k_{\text{вс}}) \cdot \mu_{1^{\text{н}}}(k_{\text{масла}}) \cdot \mu_{1^{\text{н}}}(k_{\text{рпн}}) \cdot \mu_{1^{\text{н}}}(k_{\text{со}}) \cdot \mu_{1^{\text{н}}}(k_{\text{бак}}),$$

$$\Omega_2 = \mu_{2^{\text{н}}}(k_{\text{обм}}) \cdot \mu_{2^{\text{н}}}(k_{\text{із}}) \cdot \mu_{2^{\text{н}}}(k_{\text{вс}}) \cdot \mu_{2^{\text{н}}}(k_{\text{масла}}) \cdot \mu_{2^{\text{н}}}(k_{\text{рпн}}) \cdot \mu_{2^{\text{н}}}(k_{\text{со}}) \cdot \mu_{2^{\text{н}}}(k_{\text{бак}})$$

$$\Omega_3 = \mu_{3^{\text{н}}}(k_{\text{обм}}) \cdot \mu_{3^{\text{н}}}(k_{\text{із}}) \cdot \mu_{3^{\text{н}}}(k_{\text{вс}}) \cdot \mu_{3^{\text{н}}}(k_{\text{масла}}) \cdot \mu_{3^{\text{н}}}(k_{\text{рпн}}) \cdot \mu_{3^{\text{н}}}(k_{\text{со}}) \cdot \mu_{3^{\text{н}}}(k_{\text{бак}})$$

$$\Omega_4 = \mu_{4^{\text{н}}}(k_{\text{обм}}) \cdot \mu_{4^{\text{н}}}(k_{\text{із}}) \cdot \mu_{4^{\text{н}}}(k_{\text{вс}}) \cdot \mu_{4^{\text{н}}}(k_{\text{масла}}) \cdot \mu_{4^{\text{н}}}(k_{\text{рпн}}) \cdot \mu_{4^{\text{н}}}(k_{\text{со}}) \cdot \mu_{4^{\text{н}}}(k_{\text{бак}})$$

– функції належності значень коефіцієнтів залишкового ресурсу контрольованих діагностичних параметрів до відповідної нечіткої множини значень цих параметрів відповідного правила (j_2 – номер правила, m_3 – кількість правил),

$$\begin{aligned} \mu_1(k_{обм}) &= \mu_{нормальне}(k_{обм}), & \mu_1(k_{із}) &= \mu_{нормальне}(k_{із}), & \mu_1(k_{вв}) &= \mu_{нормальне}(k_{вв}), \\ \mu_1(k_{масла}) &= \mu_{нормальне}(k_{масла}), & \mu_1(k_{рин}) &= \mu_{нормальне}(k_{рин}), & \mu_1(k_{со}) &= \mu_{нормальне}(k_{со}), \\ \mu_1(k_{бак}) &= \mu_{нормальне}(k_{бак}). \end{aligned}$$

Налаштування моделі полягає у визначенні параметрів функцій належності і рівнянь висновку. Терми значень лінгвістичних змінних задаються у вигляді Гаусових функцій належності. Необхідно визначити середньо квадратичне відхилення $\sigma_{k_{обм}}, \sigma_{k_{із}}, \sigma_{k_{вв}}, \sigma_{k_{масла}}, \sigma_{k_{рин}}, \sigma_{k_{со}}, \sigma_{k_{бак}}$, та математичне очікування $C_{k_{обм}}, C_{k_{із}}, C_{k_{вв}}, C_{k_{масла}}, C_{k_{рин}}, C_{k_{со}}, C_{k_{бак}}$

Гаусових функцій належності, і параметри рівнянь висновку ($a_{1,1} - a_{4,4}, c_1 - c_4$). Для полегшення налаштування та адаптації структури розробленої моделі до реальних параметрів конкретного трансформатора модель реалізується у вигляді адаптивної нейронечіткої багатошарової мережі прямого розповсюдження ANFIS. ANFIS являє собою найпростішу мережу прямого розповсюдження яка містить адаптивні вузли, використовуючи правила навчання параметри цих вузлів налаштовуються так, щоб мінімізувати похибку між реальним виходом моделі $k_{заг.зал.рес.мод}$ та реальним коефіцієнтом загально залишкового ресурсу $k_{заг.зал.рес}$ трансформатора [14]:

$$\delta = \sqrt{\frac{1}{N_1} \sum_{k_3=0}^{N_1-1} (k_{заг.зал.рес.модk_3} - k_{заг.зал.рес.k_3})^2} \rightarrow \min, \quad (3.13)$$

де: N_1 – кількість рядків у навчальній вибірці, k_3 – номер рядка в навчальній вибірці починаючи з рядка з порядковим номером «0».

Використовується гібридний навчальний алгоритм, кожна епоха якого, складається з прямого та зворотного оптимізаційних розрахунків. При прямому розрахунку початкова інформація про значення вектора входу $k_{обм}, k_{ізол}, k_{вв}, k_{масла}, k_{рин}, k_{охол}, k_{бак}$ та виходу $k_{заг.зал.рес}$ використовується для визначення параметрів висновку $a_{1,1} - a_{4,4}$ та $c_{1,1} - c_{4,4}$ методом найменших квадратів. Далі розраховується похибка ANFIS-мережі. При зворотному розрахунку методом градієнтного спуску визначаються параметри посилань

які мінімізують середньо квадратичну похибку моделі (3.13).

Модель загального залишкового ресурсу трансформатора реалізована у вигляді ANFIS-мережі з використанням прикладних програм Fuzzy Logic Toolbox системи MathLab [12].

Призначення шарів цієї мережі.

Шар 1 визначає нечіткі терми діагностичних параметрів. Кожний вузол цього шару є адаптивним з функцією належності $\mu_{A_i}(x_i)$ де x_i – вхід вузла i . A_i – лінгвістична нечітка змінна яка асоціюється з цим вузлом.

Так: $\mu_{\text{«нормальне»обм}}(k_{\text{обм}})$ – величина функції належності для терму «нормальне» значення параметру стан обмотки трансформатора,

$\mu_{\text{«нормальне»із}}(k_{\text{із}})$ – величина функції належності для терму «нормальне» значення параметру стан ізоляції трансформатора,

$\mu_{\text{«нормальне»вв}}(k_{\text{вв}})$ – величина функції належності для терму «нормальне» значення параметру стан високовольтних вводів трансформатора,

$\mu_{\text{«нормальне»масла}}(k_{\text{масла}})$ – величина функції належності для терму значення параметру стан масла трансформатора,

$\mu_{\text{«нормальне»рпн}}(k_{\text{рпн}})$ – величина функції належності для терму «нормальне» значення параметру стан РПН трансформатора,

$\mu_{\text{«нормальне»со}}(k_{\text{со}})$ – величина функції належності для терму «нормальне» значення параметру стан системи охолодження трансформатора,

$\mu_{\text{«нормальне»бак}}(k_{\text{бак}})$ – величина функції належності для терму «нормальне» значення параметру стан баку трансформатора,

$\mu_{\text{«незначне відхилення» обм}}(k_{\text{обм}})$ – величина функції належності для терму «незначне відхилення» значення параметру стан обмотки трансформатора,

$\mu_{\text{«незначне відхилення» із}}(k_{\text{із}})$ – величина функції належності для терму «незначне відхилення» значення параметру стан ізоляції трансформатора,

$\mu_{\text{«незначне відхилення» вв}}(k_{\text{вв}})$ – величина функції належності для терму «незначне відхилення» значення параметру стан високовольтних вводів трансформатора,

μ «незначне відхилення»масла ($k_{\text{масла}}$) – величина функції належності для терму «незначне відхилення» значення параметру стан масла трансформатора,

μ «незначне відхилення»рпн ($k_{\text{рпн}}$)– величина функції належності для терму «незначне відхилення» значення параметру стан РПН трансформатора,

μ «незначне відхилення» со ($k_{\text{со}}$)– величина функції належності для терму «незначне відхилення» значення параметру стан системи охолодження трансформатора,

μ «незначне відхилення» бак ($k_{\text{бак}}$)– величина функції належності для терму «незначне відхилення» значення параметру стан баку трансформатора,

μ «передаварійне» обм ($k_{\text{обм}}$) – величина функції належності для терму «передаварійне» значення параметру стан обмотки трансформатора,

μ «передаварійне» із ($k_{\text{із}}$) – величина функції належності для терму «передаварійне» значення параметру стан ізоляції трансформатора,

μ «передаварійне» вв ($k_{\text{вв}}$) – величина функції належності для терму «передаварійне» значення параметру стан високовольтних вводів трансформатора,

μ «передаварійне» масла ($k_{\text{масла}}$) – величина функції належності для терму «не передаварійне» значення параметру стан масла трансформатора,

μ «передаварійне» рпн ($k_{\text{рпн}}$)– величина функції належності для терму «передаварійне» значення параметру стан РПН трансформатора,

μ «передаварійне» со ($k_{\text{со}}$)– величина функції належності для терму «передаварійне» значення параметру стан системи охолодження трансформатора,

μ «передаварійне» бак ($k_{\text{бак}}$)– величина функції належності для терму "передаварійне" значення параметру стан баку трансформатора,

μ «аварійне»обм ($k_{\text{обм}}$) – величина функції належності для терму «аварійне» значення параметру стан обмотки трансформатора,

μ «аварійне»із ($k_{\text{із}}$) – величина функції належності для терму «аварійне» значення параметру стан ізоляції трансформатора,

$\mu_{\text{«аварійне»вв}} (k_{\text{вв}})$ – величина функції належності для терму «аварійне» значення параметру стан високовольтних вводів трансформатора,

$\mu_{\text{«аварійне»масла}} (k_{\text{масла}})$ – величина функції належності для терму «аварійне» значення параметру стан масла трансформатора,

$\mu_{\text{«аварійне»рпн}} (k_{\text{рпн}})$ – величина функції належності для терму «аварійне» значення параметру стан РПН трансформатора,

$\mu_{\text{«аварійне»со}} (k_{\text{со}})$ – величина функції належності для терму «аварійне» значення параметру стан системи охолодження трансформатора,

$\mu_{\text{«аварійне»бак}} (k_{\text{бак}})$ – величина функції належності для терму «аварійне» значення параметру стан баку трансформатора,

Використовуючи варіантний метод за критерієм мінімізації середньо квадратичної похибки навчання нейро-мережі для термів вибрані Гаусові функції належності.

Шар 2. Визначає посилення нечітких правил. Кожний вузол даного шару неадаптивний який виконує нечітку логічну операцію ТА на параметрах посилення кожного правила та посилає інформаційний сигнал далі. Вихід цього вузла – вага правила W_{j_2} , яка визначається як добуток значень функцій приналежності коефіцієнтів залишкового ресурсу діагностичних параметрів:

$$W_{j_2} = \prod_{i_2=1}^{m_4} \mu_{j_2, i_2}(k_{i_2}), \quad (3.14)$$

де: i_2 – порядковий номер діагностичного параметра, m_4 – кількість діагностичних параметрів.

Так: $i_2=1$ відповідає параметру $k_{\text{обм}}$ – коефіцієнту залишкового ресурсу по діагностичному параметру стан обмотки трансформатора; $i_2=2$ відповідає параметру $k_{\text{із}}$ – коефіцієнту залишкового ресурсу по діагностичному параметру стан ізоляції трансформатора; $i_2=3$ відповідає параметру $k_{\text{вв}}$ – коефіцієнту залишкового ресурсу по діагностичному параметру стан вводів; $i_2=4$ відповідає параметру $k_{\text{масла}}$ – коефіцієнту залишкового ресурсу

по діагностичному параметру стан масла; $i_2=5$ відповідає параметру $k_{рпн}$ – коефіцієнту залишкового ресурсу по діагностичному параметру стан РПН; $i_2=6$ відповідає параметру $k_{со}$ – коефіцієнту залишкового ресурсу по діагностичному параметру стан системи охолодження; $i_2=7$ відповідає параметру $k_{бак}$ – коефіцієнту залишкового ресурсу по діагностичному параметру стан бака трансформатора. Тоді, для правила з порядковим номером j_2 ваговий коефіцієнт знаходиться за виразом:

$$w_{j_2} = \mu_{j_2}(k_{j_2,обм}) \cdot \mu_{j_2}(k_{j_2,із}) \cdot \mu_{j_2}(k_{j_2,ес}) \cdot \mu_{j_2}(k_{j_2,масла}) \cdot \mu_{j_2}(k_{j_2,рпн}) \cdot \mu_{j_2}(k_{j_2,со}) \cdot \mu_{j_2}(k_{j_2,бак}) \quad (3.15)$$

де: $j_2 = 1,2,3,4$.

Вихід кожного вузла цього шару визначає степінь спрацьовування правила, тобто виконання умов які закладені в параметрах посилок.

Шар 3. Неадаптивні вузли цього шару обчислюють нормалізовану вагу правил:

$$\bar{w}_{j_2} = \frac{w_{j_2}}{\sum_{j_2=1}^{m_3} w_{j_2}}, \quad (3.16)$$

де: $j_2 = 1,2,3,4$.

Шар 4. Адаптивні вузли цього шару обчислюють $k_{заг.зал.рес}$ трансформатора (Д.31) відповідно до кожного з правил (висновок кожного правила):

$$k_{заг.зал.рес,j_2} = \left(\sum_{i_2=1}^{m_4} a_{j_2,i_2} \cdot k_{i_2} \right) + c_{j_2}, \quad (3.17)$$

тому для j_2 -го правила

$$k_{заг.зал.рес,j_2} = \left[\begin{array}{l} a_{j_2,1} \cdot k_{обм,j_2} + a_{j_2,2} \cdot k_{із,j_2} + a_{j_2,3} \cdot k_{ес,j_2} + a_{j_2,4} \cdot k_{масла,j_2} + \\ + a_{j_2,5} \cdot k_{рпн,j_2} + a_{j_2,6} \cdot k_{со,j_2} + a_{j_2,7} \cdot k_{бак,j_2} + c_{j_2} \end{array} \right],$$

де: $j_2 = 1,2,3,4$; $\{a_{11}-a_{44}, c_1-c_4\}$ – вектор параметрів висновку. Шар 5.

Неадаптивний вузол цього шару є суматором:

$$k_{\text{заг. зап. рес}} = \sum_{j2=1}^{m3} (\bar{w}_{j2} \cdot k_{\text{заг. зап. рес.}, j2}) \quad (3.18)$$

якщо в (3.24) підставити (3.22), то $k_{\text{заг. зап. рес}}$ знаходиться за виразом:

$$k_{\text{заг. зап. рес}} = \frac{\sum_{j2=1}^{m3} (w_{j2} \cdot k_{\text{заг. зап. рес.}, j2})}{\sum_{j2=1}^{m3} w_{j2}}, \quad (3.19)$$

З метою зменшення часу на розрахунків нейро-нечіткої моделі в системі комп'ютерної математики MATLAB, використовуємо метод субкластеризації.

Для розрахунків мережі використовувався гібридний алгоритм розрахунків. Після семи десяти трьох циклів розрахунків середньо квадратична похибка розрахунків склала 0.0147 в.о. В результаті розрахунків були отримані параметри Гаусових функцій належності які в подальшому були використані при створенні нейро-нечіткої моделі трансформатора. Тому, наприклад, при подальшому моделюванні, для коефіцієнта залишкового ресурсу $k_{\text{обм}}$ діагностичного параметра стан обмотки першого правила значення Гаусової функції належності були взяті наступні значення параметрів: $\delta_{\text{обм}} = 0,3825$ в.о., $C_{\text{обм}} = 0,7944$ в.о. У відповідності до виразу (3.10) були введені наступні параметри рівнянь висновків правил (таблиця 3.5). З урахуванням проведених ітераційних обчислювальних експериментів визначений вектор параметрів функцій приналежності (таблиця 3.6).

Таблиця 3.5 – Параметри висновків правил нейро-нечіткої моделі ВУ

Номер правил	Параметри рівняння висновку							
	$a_{j2,1}$	$a_{j2,2}$	$a_{j2,3}$	$a_{j2,4}$	$a_{j2,5}$	$a_{j2,6}$	$a_{j2,7}$	c_j
1	0.6166	0.4125	0.4618	1.83	1.804	0.0462	1.96	-5.377
2	-0.0393	0.2609	0.1086	-0.37	-0.1459	-0.02387	-0.05863	0.1288
3	-0.2165	-0.3714	-0.4678	-0.514	-0.882	-0.5302	-1.406	3.88
4	0.03166	-0.06144	-0.387	0.05968	0.3199	-0.02604	-0.005558	0.002926

Таблиця 3.6 – Параметри функцій належності

Діагностичні параметри	Вхідні параметри моделі	Назва терма (нечіткої множини значень вхідних параметрів)	Номер правила	Параметри функцій належності	
				Б	С
1	2	3	4	5	6
Стан обмотки	$k_{обм}$	нормальні	1	0,3825	0,7944
		незначні відхилення	2	0,479	0,5197
		передаварійні	3	0,4903	0,5668
		аварійні	4	0,4	0,1697
Стан ізоляції	$k_{із}$	нормальні	1	0,3653	0,8698
		незначні відхилення	2	0,4642	0,6104
		передаварійні	3	0,5102	0,5267
		аварійні	4	0,3949	0,1742
Стан ВВ вводів	$k_{вв}$	Нормальні	1	0,3202	0,9221
		незначні відхилення	2	0,3419	0,7649
		передаварійні	3	0,4914	0,5376
		аварійні	4	0,4032	0,1925
Стан масла	$k_{м}$	нормальні	1	0,4369	0,9273
		незначні відхилення	2	0,3404	0,9674
		передаварійні	3	0,412	0,599
		аварійні	4	0,4031	0,2057
Стан РПН	$k_{рпн}$	нормальні	1	0,3984	0,973
		незначні відхилення	2	0,3316	0,963
		передаварійні	3	0,4468	0,5881
		аварійні	4	0,4428	0,2349
Стан системи охолодження	$k_{со}$	нормальні	1	0,3439	1,153
		незначні відхилення	2	0,3507	0,9706
		передаварійні	3	0,437	0,597
		аварійні	4	0,4263	0,2397
Стан бака	$K_{бак}$	нормальні	1	0,3454	0,9506
		незначні відхилення	2	0,3801	1,017
		передаварійні	3	0,4582	0,6273
		аварійні	4	0,4213	0,2403

З урахуванням даних таблиць 3.5, 3.6 та (3.10) отримуємо математичну модель коефіцієнта загально залишкового ресурсу у вигляді (3.27):

$$\left\{ \begin{array}{l}
 \text{ЯКЩО } k_{обм} \in \text{"нормальне"} \text{ТА } k_{із} \in \text{"нормальне"} \text{ТА } k_{ес} \in \text{"нормальне"} \\
 \text{ТА } k_{масла} \in \text{"нормальне"} \text{ТА } k_{рпн} \in \text{"нормальне"} \text{ТА } k_{со} \in \text{"нормальне"} \\
 \text{ТА } k_{бак} \in \text{"нормальне"} \text{ ТО} \\
 k_{заг.зали.рес} = 0,6166 \cdot k_{обм} + 0,4125 \cdot k_{із} + 0,4618 \cdot k_{ес} + 1,83 \cdot k_{масла} + 1,804 \cdot k_{рпн} + \\
 + 0,0462 \cdot k_{со} + 1,96 \cdot k_{бак} - 5,377 \\
 \text{ЯКЩО } k_{обм} \in \text{"незначне відхилення"} \text{ТА } k_{із} \in \text{"незначне відхилення"} \\
 \text{ТА } k_{ес} \in \text{"незначне відхилення"} \text{ТА } k_{масла} \in \text{"незначне відхилення"} \\
 \text{ТА } k_{рпн} \in \text{"незначне відхилення"} \text{ТА } k_{со} \in \text{"незначне відхилення"} \\
 \text{ТА } k_{бак} \in \text{"незначне відхилення"} \text{ ТО} \\
 k_{заг.зали.рес} = -0,0393 \cdot k_{обм} + 0,2609 \cdot k_{із} + 0,1086 \cdot k_{ес} - 0,37 \cdot k_{масла} - 0,1459 \cdot k_{рпн} - \\
 - 0,02387 \cdot k_{со} - 0,05863 \cdot k_{бак} + 0,1288 \\
 \text{ЯКЩО } k_{обм} \in \text{"передаварійне"} \text{ТА } k_{із} \in \text{"передаварійне"} \text{ТА } k_{ес} \in \text{"передаварійне"} \\
 \text{ТА } k_{масла} \in \text{"передаварійне"} \text{ТА } k_{рпн} \in \text{"передаварійне"} \text{ТА } k_{со} \in \text{"передаварійне"} \\
 \text{ТА } k_{бак} \in \text{"передаварійне"} \text{ ТО} \\
 k_{заг.зали.рес} = -0,2165 \cdot k_{обм} - 0,3714 \cdot k_{із} - 0,4678 \cdot k_{ес} - 0,514 \cdot k_{масла} - 0,882 \cdot k_{рпн} - \\
 - 0,5302 \cdot k_{со} - 1,406 \cdot k_{бак} + 3,88 \\
 \text{ЯКЩО } k_{обм} \in \text{"аварійне"} \text{ТА } k_{із} \in \text{"аварійне"} \text{ТА } k_{ес} \in \text{"аварійне"} \text{ТА } k_{масла} \in \text{"аварійне"} \\
 \text{ТА } k_{рпн} \in \text{"аварійне"} \text{ТА } k_{со} \in \text{"аварійне"} \text{ТА } k_{бак} \in \text{"аварійне"} \text{ ТО} \\
 k_{заг.зали.рес} = 0,03166 \cdot k_{обм} - 0,06144 \cdot k_{із} - 0,387 \cdot k_{ес} + 0,06 \cdot k_{масла} + 0,3199 \cdot k_{рпн} - \\
 - 0,026 \cdot k_{со} - 0,006 \cdot k_{бак} + 0,003 \\
 \dots
 \end{array} \right. \quad (3.20)$$

На рисунку 3.4 показаний фрагмент віконної заставки редактора адаптивної мережі системи нечіткого висновку (ANFIS Editor) пакету Fuzzy Logic Toolbox системи комп'ютерної математики MATLAB. Ця мережа має одинадцять входів, один вихід та передбачає використання алгоритму нечіткого висновку Сугено[9].

З рис. 3.4 видно, що підчас формування структури нейро-нечіткої моделі трансформатора було задано сім входів та один вихід цієї моделі. Кожний з семи входів має по чотири терми. Тобто кожна множина можливих значень вхідних параметрів моделі умовно поділена на чотири підмножини: «нормальні» значення вхідного параметру, «незначні відхилення» значення вхідного параметру, «передаварійні» значення вхідного параметру,

«аварійні» значення вхідного параметру. Степінь належності кожного значення вхідного параметру до відповідної цьому параметру множини значень визначається Гаусовою функцією належності.

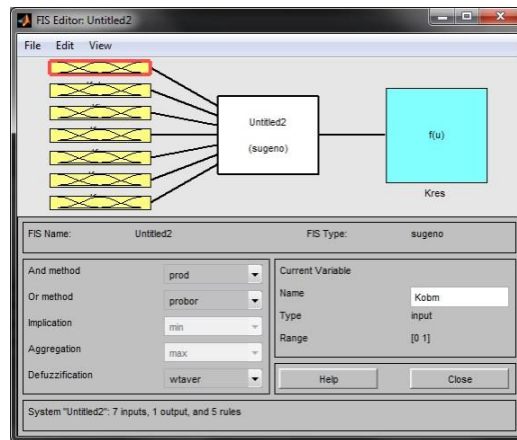


Рисунок 3.4 – Фрагмент віконної заставки редактора ANFIS.

На рисунку 3.5 показано, що степінь належності значення коефіцієнта $k_{\text{ВВ}}$ залишкового ресурсу по параметру «стан високовольтних вводів трансформатора» до підмножини «аварійні» значення визначається рівнянням Гаусової функції $\mu(k_w) = f(k_w, \sigma, c)$ з параметрами $\sigma = 0,4032$ в.о. та $c = 0,1925$ в.о., $k_w \in 0,1$ в.о. та $\mu(k_w) \in 0,1$ в.о.

Модель призначена для знаходження числового значення коефіцієнта загального залишкового ресурсу трансформатора, тому має один вихід. Це числове значення знаходиться шляхом рішення лінійного рівняння, яке описує залежність коефіцієнта загального залишкового ресурсу трансформатора від вхідних параметрів.

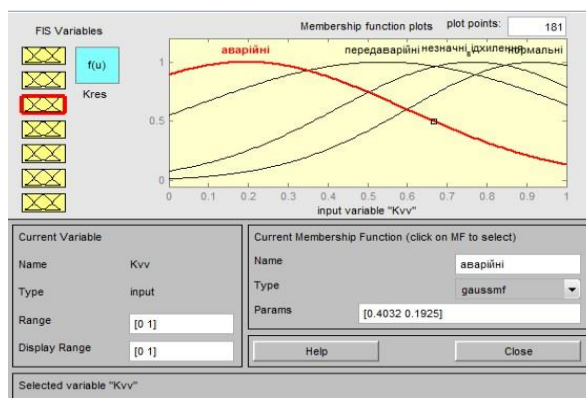


Рисунок 3.5 – Введення параметрів функції належності

У відповідності до таблиці 3.2 з файлу з розширенням .dat вводимо вибірку навчальних даних (рисунок 3.6).

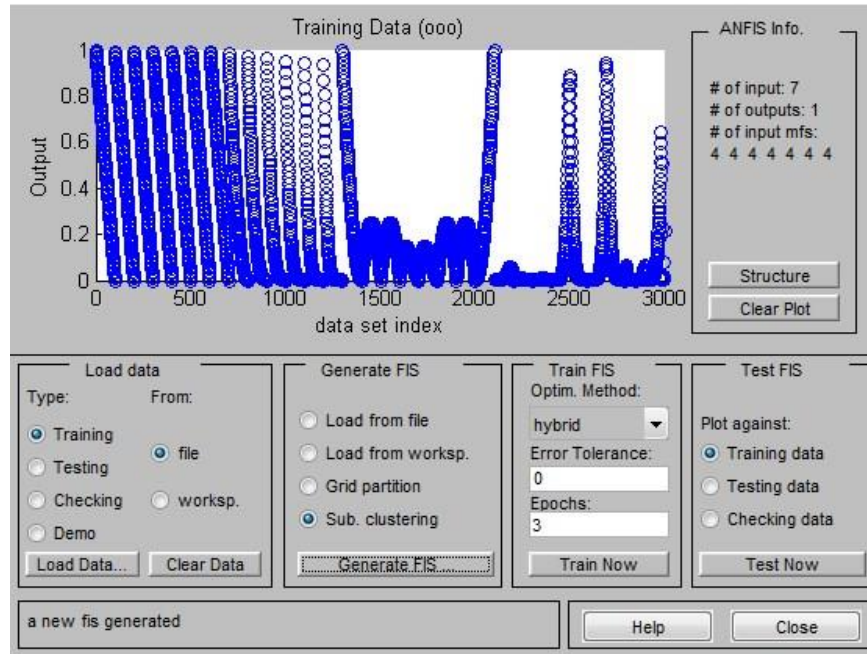


Рисунок 3.6 – Введення вибірки навчальних даних з файлу

Далі удосконалювати модель. Навчання передбачає 80 циклів. Результати розрахунків показані на рисунку 3.8. Ознакою припинення навчання є незмінність середньоквадратичної похибки розрахунків.

На рисунку 3.8 показано, що середньоквадратична похибка розрахунків, яке тривало 80 циклів, дорівнює 0.014679 в.о.

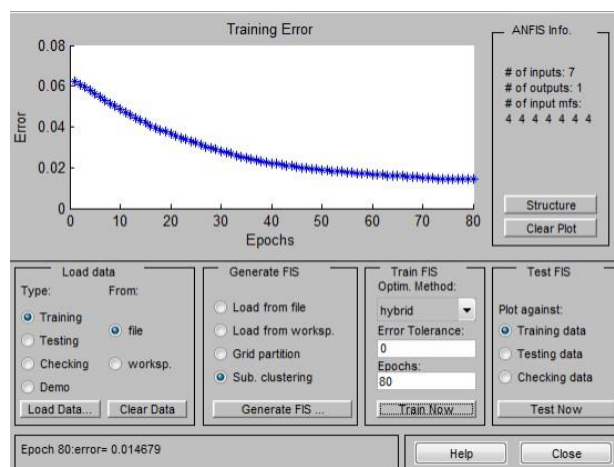


Рисунок 3.7 – Навчання моделі.

Отримана нейро-нечітка модель дозволяє визначити значення коефіцієнта загального залишкового ресурсу трансформатора в залежності від значень вхідних параметрів – коефіцієнтів залишкових ресурсів по кожному з контрольованих діагностичних параметрів. Так: якщо кожний з коефіцієнтів залишкового ресурсу діагностичних параметрів буде дорівнювати 0 в.о., то коефіцієнт загального залишкового ресурсу (з похибкою 0,4%) дорівнює 0,004 в.о. (рисунок 3.8); якщо кожний з коефіцієнтів залишкового ресурсу діагностичних параметрів буде дорівнювати 1 в.о., то коефіцієнт загального залишкового ресурсу (з похибкою 3.2%) дорівнює 0,968 в.о. (рисунок 3.9).

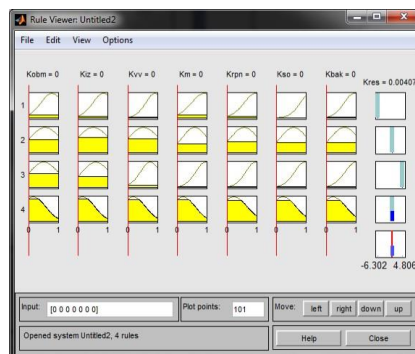


Рисунок 3.8 – Визначення коефіцієнта залишкового ресурсу при значеннях всіх вхідних параметрів 0 в.о

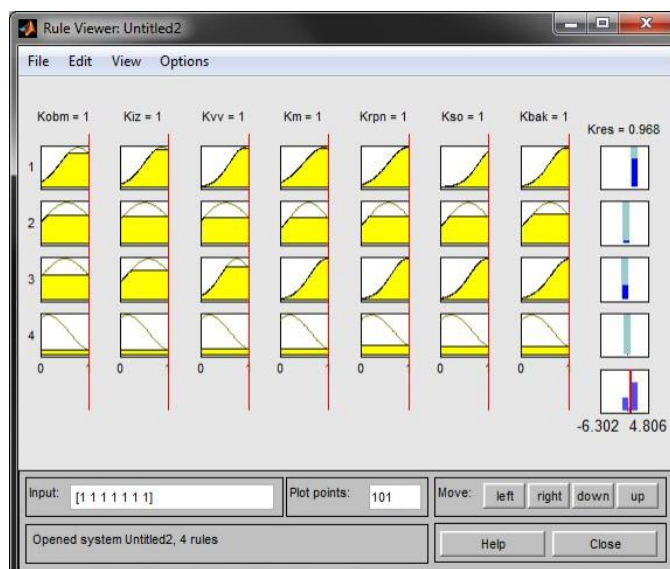


Рисунок 3.9 – Визначення коефіцієнта залишкового ресурсу при значеннях всіх вхідних параметрів 1 в.о.

Складність залежностей вихідного параметру розробленої моделі від сукупності вхідних параметрів підтверджують графіки поверхонь цих залежностей, які показані на рисунку 3.10.

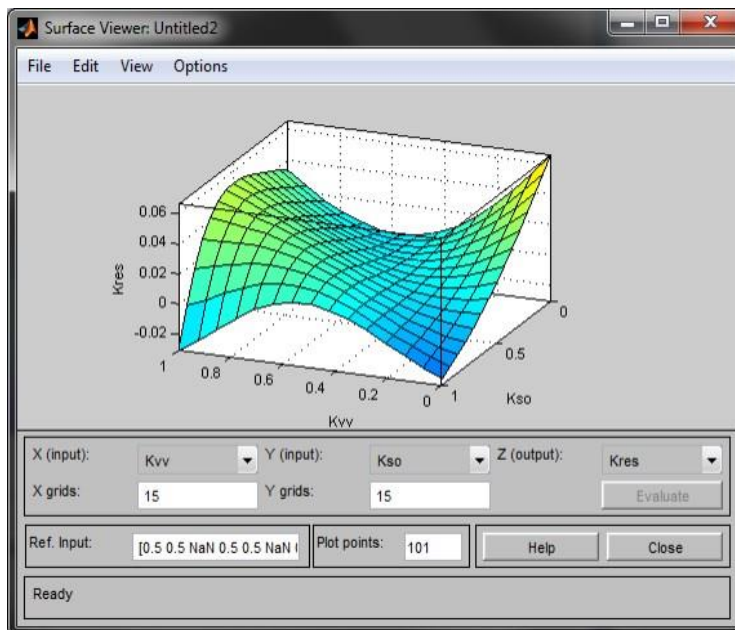


Рисунок 3.10 – Залежність коефіцієнта залишкового ресурсу від $k_{\text{ВВ}}$ та $k_{\text{ОХОЛ}}$

Незважаючи на складність залежностей, які показані на рисунку 3.10 математична модель коефіцієнта залишкового ресурсу трансформатора може бути використана для програмування нечіткого контролера з метою створення пристрою оперативного визначення стану трансформатора шляхом аналізу величини коефіцієнта залишкового ресурсу трансформатора.

3.3 Регресійна модель коефіцієнта залишкового ресурсу трансформатора

Якщо отримання та (або) використання нейро-нечіткої математичної моделі ускладнено відсутністю, або низькою швидкістю наявних мікропроцесорних засобів контролю, то розробимо математичну модель коефіцієнта залишкового ресурсу трансформатора без використання методів та програмних засобів (Matlab). Для цього апроксимуємо масив даних таблиці 3.2 функцією[12].

Існує декілька шляхів розв'язання цієї задачі. Наприклад, один з них вимагає, щоб апроксимувальна крива (можливо кусково-гладка) проходила через всі точки, які задані таблицею 3.2. При іншому підході дані апроксимують функцією, яка використовується при всіх табличних значеннях, але не обов'язково, щоб вона проходила через всі точки. Такий підхід зветься припасуванням кривої, яку прагнуть провести так, щоб її відхилення від табличних даних було мінімальним. Як правило, користуються методом найменших квадратів, тобто зводять до мінімуму суму квадратів різниць між значенням функції, яка визначена обраною кривою, та табличними даними.

Таблиця даних містить ($N1$) рядків, що відповідає кількості $N1$ дослідів, або кількості $N1$ значень (точок на графіках) досліджуваної функції $Y(X)$. Кожний рядок складається з перших m стовбчиків значень контрольованих параметрів і з останнього стовпчика, в якому значення досліджуваної функції $Y(X)$, які відповідають значенням контрольованих параметрів X . X – множина ($X \in \{x_1, x_2, x_3, x_4, \dots, x_{m-1}, x_m\}$) вхідних параметрів – аргументів досліджуваної функції $Y(X)$. Якщо $N1=nn$, то $Y(X)$ – множина ($Y \in \{y_1, y_2, y_3, y_4, \dots, y_{n-1}, y_n\}$) значень функції $Y(X)$.

За результатами розрахунків у Mathcad $kk=119$ отримуємо математичну модель коефіцієнту загального залишкового ресурсу трансформатора:

$$\begin{aligned}
 k_{\text{заг.зал.рес}} = & 0,216 \cdot k_{\text{обм}} \cdot k_{\text{бак}} - 0,052 \cdot k_{\text{із}} \cdot k_{\text{бак}} + 0,299 \cdot k_{\text{вв}} \cdot k_{\text{бак}} - 0,169 \cdot k_{\text{масла}} \cdot k_{\text{бак}} + \\
 & + 0,316 \cdot k_{\text{рпн}} \cdot k_{\text{бак}} + 0,232 \cdot k_{\text{со}} \cdot k_{\text{бак}} - 0,515 \cdot k_{\text{бак}}^2 + 0,396 \cdot k_{\text{бак}} - 0,037 \cdot k_{\text{обм}} \cdot k_{\text{со}} + \\
 & + 0,625 \cdot k_{\text{із}} \cdot k_{\text{со}} + 0,111 \cdot k_{\text{вв}} \cdot k_{\text{со}} + \dots - 0,082 \cdot k_{\text{обм}}^2
 \end{aligned} \quad (3.41)$$

Ця модель дозволяє дослідити вплив значень діагностичних параметрів на значення коефіцієнту залишкового ресурсу трансформатора. В таблиці 3.8 приведені результати розрахунків похибок математичних моделей коефіцієнту залишкового ресурсу трансформатора, які відрізняються між собою степенем поліноміального рівняння.

Таблиця 3.8 - Результати розрахунків похибок математичних моделей.

	Кількість значень Кзаг.зал.рес в початкових даних, шт	Степінь поліноміального рівняння					
		1	2	3	4	5	6
Похибка	3030	0,196	0,08	0,016	0,004	0,001	0,0000425

3.4 Вибір оптимального варіанту комп'ютерної системи діагностування силових трансформаторів

Система діагностичного моніторингу марки TDM (Transformer Diagnostics Monitor) призначена для оперативної оцінки технічного стану трансформаторів, підготовки інформації для системи технічного обслуговування і ремонтних робіт.

Основу для роботи системи TDM складає набір методів і засобів оперативної оцінки стану найбільш важливих підсистем трансформатора, що працюють в режимі «on-line». Додаткова інформація, що отримується в результаті періодичних вимірювань параметрів трансформатора, також використовується в діагностичних моделях, реалізованих в TDM. Система TDM, відкрита для інтеграції в більш загальні, комплексні, системи моніторингу трансформаторів, які розробляються різними фірмами. Для цього в ній присутні всі основні інтерфейси інформаційного зв'язку з іншими системами, вона має відкриті протоколи обміну. Система TDM реалізована у вигляді набору програмно – технічних модулів, кожен з яких призначений для оперативної оцінки технічного стану певних підсистем контрольованого трансформатора. Набір модулів для конкретної системи моніторингу визначається технічним завданням на розробку. Рекомендується створити комп'ютерну систему діагностики, за основу якої прийняти систему

моніторингу TDM, і яка б діяла згідно алгоритму (рисунок 3.11).

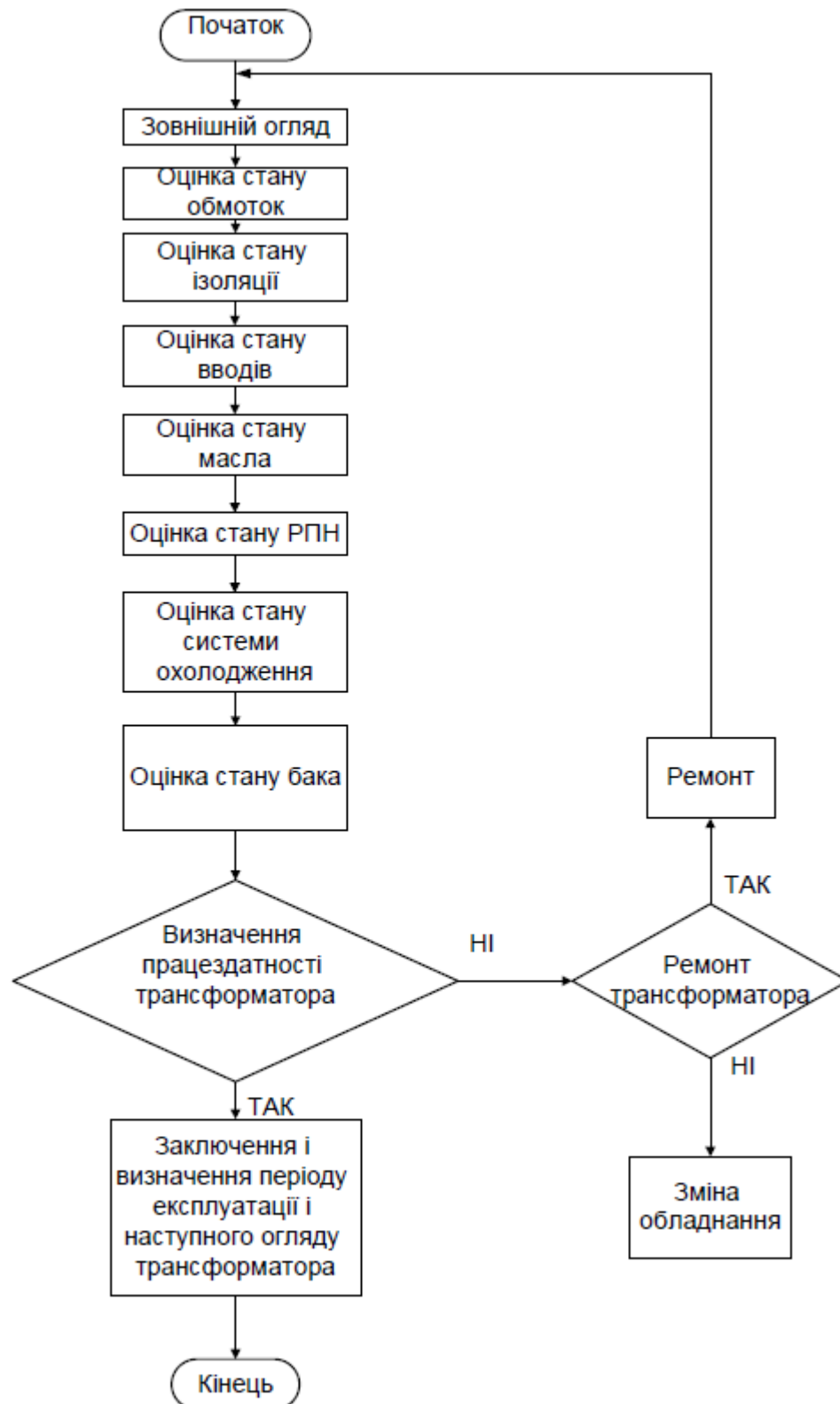


Рисунок 3.11 – Алгоритм роботи КСД

Запропоновано наступну схему КСД (рисунок 3.12).

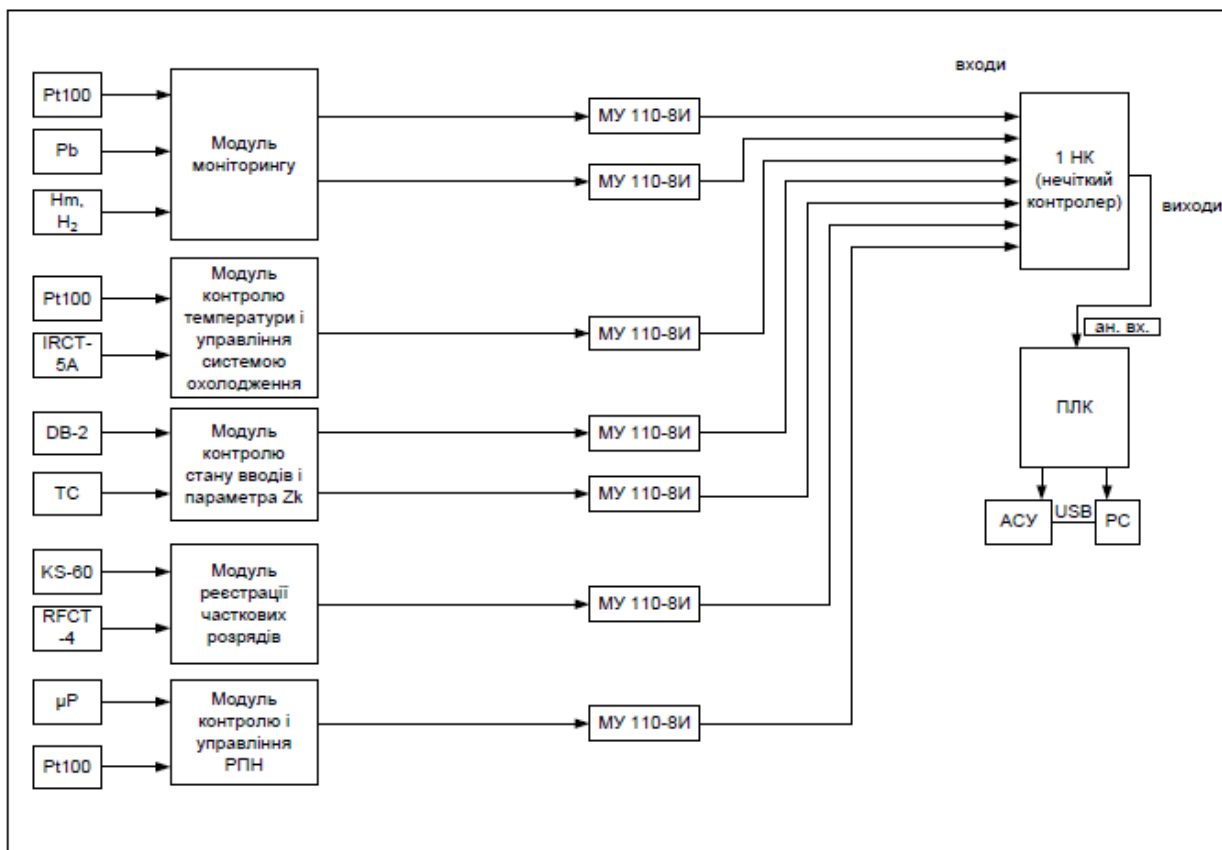


Рисунок 3.12 – Схема КСД

Запропонована комп'ютерна система діагностики дозволяє отримати поточне значення коефіцієнту загального залишкового ресурсу і на основі цих даних робити висновки про необхідність ремонту чи можливість подальшої експлуатації обладнання. Це дозволяє зменшити витрати на планово-попереджувальні ремонти і навіть продовжити термін служби обладнання, оскільки без необхідності не здійснюється втручання в його роботу.

Висновки до третього розділу

Діагностування проводиться за допомогою нейро-нечіткого моделювання та при допомозі експертів. В результаті навчання були отримані параметри Гаусових функцій належності які в подальшому були використані при створенні нейро-нечіткої моделі трансформатора.

РОЗДІЛ 4

ФОРМУВАННЯ СИСТЕМИ МОНІТОРИНГУ ОБ'ЄКТІВ ЕНЕРГЕТИКИ

4.1. Моніторинг стану трансформаторів

Силові трансформатори, автотрансформатори та реактори (скорочено трансформаторне обладнання - ТО) є основними елементами електричних мереж і систем, що визначають надійність і економічність їх функціонування. Відмови в роботі або аварійні відключення ТО призводять до значних збитків.

Істотне скорочення витрат має дати перехід від нормативно встановлених термінів ремонту силових трансформаторів до проведення ремонту в залежності від їх фактичного стану. Основним інструментом впровадження цієї концепції є системи моніторингу.

Більшість причин аварій можна запобігти, використовуючи системи безперервного моніторингу обладнання. У світовій практиці фінансові організації пропонують страховку і кредити під заставу трансформаторів за умови, що, наприклад, встановлено безперервний моніторинг зміни концентрації газів розчинених в трансформаторному маслі.

Установка систем моніторингу на трансформатори дозволяє: продовжити термін служби значної частини трансформаторів; істотно скоротити експлуатаційні витрати, виключивши ремонти, що проводяться в певні терміни обслуговування без урахування стану обладнання, проводячи ремонт тільки в залежності від фактичного стану обладнання; найбільш

повно використовувати ресурси наявного трансформаторного обладнання.

Комплекс моніторингу струмів, напруг, температур, управління системою охолодження дозволяє оцінювати ресурс трансформатора.

Система дистанційного комплексної діагностики складається з: підсистеми безперервного аналізу розчинених газів в трансформаторному маслі; підсистеми безперервного моніторингу стану високовольтних ввідів трансформатора; підсистеми моніторингу стану РПН; системи безперервного контролю часткових розрядів.

Технічні засоби реалізації системи моніторингу. На рисунку 4.1 зображено схему на якій представлено основні структурні елементи трансформатора для яких необхідно забезпечити моніторинг. Моніторинг стану кожної з підсистем здійснюється за допомогою відповідних датчиків.

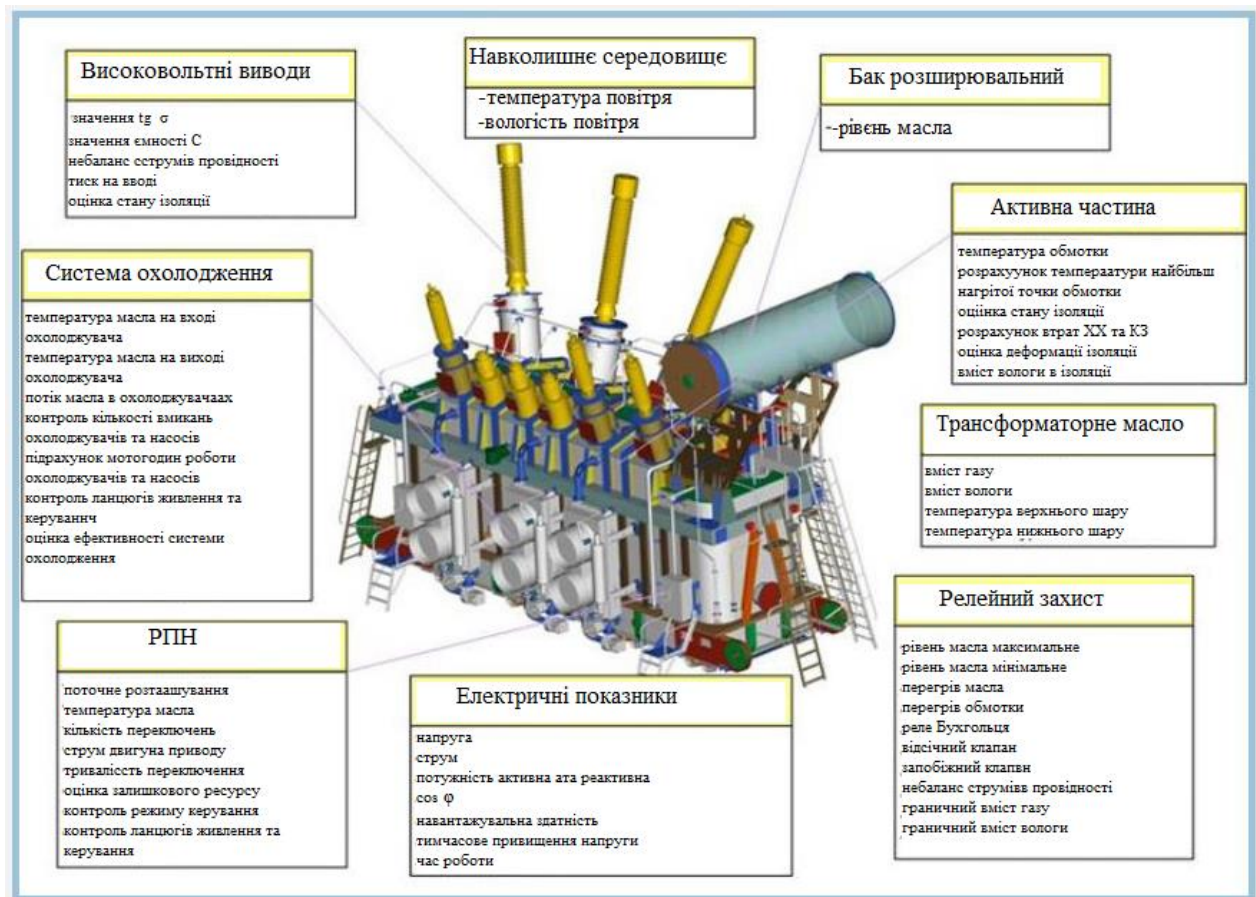


Рисунок 4.1 - Структурна схема складових системи моніторингу силового трансформатору

Тому для реалізації системи моніторингу необхідним є визначення місця для встановлення датчиків системи. Датчики системи – це вимірювальні прилади, які дозволяють показати поточний рівень того або іншого параметру дослідження. Датчики системи підбираються під кожний трансформатор індивідуально, відповідно до їхніх характеристик. Дані через GPS термінал передають інформацію на комп'ютер.

Система моніторингу в реальному часі дозволяє відстежувати різні вимірювані величини. Однак використання всього їх спектру доцільно лише в одиничних випадках. Тому набір датчиків повинен бути перероблений з урахуванням специфічних вимог до конкретного трансформатора або групи трансформаторів, їх віку і стану. В таблиці 4.1 і 4.2 наведено основні параметри функціонування трансформатора та їх характеристики і набір датчиків для системи моніторингу трансформатора відповідно.

Таблиця 4.1 Характеристики і набір датчиків для системи моніторингу трансформатора

Контрольований елемент	Датчик
Прохідні ізолятори	Робочі напруги і перенапруги Струм навантаження і надструми Тиск масла
Активна частина	Максимальна температура масла Зміст газу в маслі (Hydran ® 201Ti) Вологість масла Кількість газу в газових реле
Перемикач відгалужень	Положення перемикача відгалужень Енергоспоживання приводу Температура масла
Охолодження	Експлуатаційний стан насосів та вентиляторів Температура масла на вході і виході охолоджувача Зовнішня температура
Розширювач	Рівень масла

Таблиця 4.2 Основні параметри функціонування трансформатору

Назва елементу/параметру	Характеристика
Струм навантаження і робоча напруга безпосередньо на трансформаторі	Значення струму навантаження є важливою відправною точкою для обчислення температури в найбільш нагрітій точці, тобто для визначення старіння ізоляції активної частини. Робоча напруга трансформатора знімається з вимірювального виведення прохідного ізолятора конденсатора за допомогою датчика напруги. Таким чином, можна виявити зміна ємності прохідного ізолятора, що є першою ознакою його зносу.
Максимальна температура масла і температура зовнішнього середовища	Є необхідними вхідними значеннями для контролю температури, обчислення перевантажувальної здатності і управління системою охолодження.
Вмісту газу та води в маслі	Оскільки серед всіх газів водень викликає найбільші проблеми в активній частині, збільшення вихідного сигналу датчика вмісту газу в маслі є ознакою неполадок, таких як частковий розряд або перегрів. Підвищення вмісту води в маслі може бути викликано декількома причинами. Оскільки утворення води є наслідком і одночасно причиною зносу олійно-паперової ізоляції, вміст води в маслі є важливим показником для контролю стану ізоляції обмоток.

Результати вимірювань технічної характеристики силового обладнання

Аналіз надійності проводився в високоефективному статистичному продукті *STATISTICA*.

Структура таблиці:

- рядки, в яких вказано ідентифікатор трансформатора;
- стовпці:
- дата запуску трансформатора;

- стан трансформатора (придатний / не придатний);
- дата виходу з ладу або зняття з виконання, в разі, коли стан "не придатний" або дата останнього огляду трансформатора, коли стан його "придатний";
- тип трансформатора;
- температура масла (якщо трансформатор по типу охолодження сухий, то в таблиці в цьому стовпці отримуємо вільну позицію);
- потужність;
- виробник трансформаторів (з метою конфіденційності назви компаній змінені).

Дані занесені в таблицю, фрагмент якої наведено нижче на рисунку 4.2.

№	Силові трансформатори						
	1 Запуск	2 Кінець	3 Становище трансформатора	4 Тип	5 Температура масла	6 Мощність, кВА	7 Провідник
01.04.5689	05.01.1998	05.12.2002	Годен	Масляные	45	4900	Российский трансформатор
01.04.5678	02.05.1998	15.01.2001	Годен	Масляные	52	2700	Российский трансформатор
01.04.5648	31.08.1998	30.12.2000	Не годен	Масляные	41	2400	Российский трансформатор
02.04.5634	22.08.1998	09.09.2007	Не годен	Масляные	42	2600	Русь
02.04.5684	09.09.1998	23.05.2006	Годен	Масляные	49	3000	Русь
02.04.5634	05.10.1998	16.11.2002	Не годен	Масляные	50	3200	Русь
03.04.5624	26.10.1998	26.08.2007	Годен	Масляные	41	3400	ООО Электро
03.04.5690	22.11.1998	22.03.1999	Не годен	Масляные	45	4100	ООО Электро
01.04.5611	20.11.1998	24.05.2003	Годен	Масляные	51	3500	Российский трансформатор
01.05.5787	15.02.1999	19.10.2000	Не годен	Сухие		3500	Российский трансформатор
03.04.5645	08.02.1999	25.03.1999	Не годен	Масляные	49	4800	ООО Электро
01.04.5612	29.03.1999	02.01.2003	Не годен	Масляные	46	3600	Российский трансформатор
02.04.5348	13.04.1999	01.06.2007	Не годен	Масляные	50	2100	Русь
02.05.5148	16.07.1999	30.11.2000	Не годен	Сухие		2100	Русь
02.04.5392	22.05.1999	12.08.2007	Годен	Масляные	43	2200	Русь
03.04.5301	16.08.1999	21.03.2008	Годен	Масляные	54	5000	ООО Электро
03.04.5809	03.09.1999	17.03.2004	Не годен	Масляные	45	4400	ООО Электро
01.04.5805	14.09.1999	05.01.2000	Не годен	Масляные	40	3100	Российский трансформатор
03.04.5444	16.01.2000	22.12.2001	Не годен	Масляные	50	3200	ООО Электро
01.04.5619	03.01.2000	21.06.2004	Годен	Масляные	40	2800	Российский трансформатор
01.04.5015	19.05.2000	19.02.2001	Не годен	Масляные	53	2400	Российский трансформатор
02.05.5999	13.05.2000	19.08.2002	Не годен	Сухие		4000	Русь
02.04.5110	09.05.2000	25.02.2005	Годен	Масляные	49	3400	Русь
03.04.5202	04.07.2000	13.05.2007	Годен	Масляные	53	4300	ООО Электро
03.04.5801	15.10.2000	01.05.2008	Годен	Масляные	41	4500	ООО Электро
02.04.5754	05.01.2001	30.05.2006	Годен	Масляные	42	3600	Русь
03.04.6006	11.01.2001	22.09.2000	Годен	Масляные	40	4000	ООО Электро

Рисунок 4.2 - Копія екрану з таблицею вихідних даних

Аналіз надійності трансформаторів. Таблиці годин життя.

Таблиці часів життя. Найбільш природний спосіб опису функції надійності полягає в побудові таблиць часів життя або напрацювань.

Це один з традиційних прийомів аналізу даних про надійність. Таку таблицю можна розглядати як "розширену" таблицю частот. Область можливих часів настання критичних подій розбивається на деяке число

інтервалів.

Для кожного інтервалу обчислюється число і частка об'єктів, які на початку розглянутого інтервалу працювали, число і частка об'єктів, які відмовили в даному інтервалі, а також число і частка об'єктів, які були вилучені або цензурувати в кожному інтервалі.

Таблиця часу життя(Трансформатори)
Логарифм правдосхожесті

Інтервал	Інтервал почало	Средня точка	Інтервал ширина	набл. в началі	набл. в кінці	набл. в кінці	набл. справжніх	Доля справжніх	Доля несправжніх	Кум.доля несправжніх	Площ. вероятн.	Риск
Інт. №1	0,000	150,227	300,4546	65	0	65,00000	10	0,153846	0,846154	1,000000	0,000512	0,000555
Інт. №2	300,455	450,682	300,4546	55	0	55,00000	3	0,054545	0,945454	0,846154	0,000154	0,000187
Інт. №3	600,909	751,136	300,4546	52	0	52,00000	5	0,096154	0,903846	0,800000	0,000256	0,000336
Інт. №4	901,364	1051,591	300,4546	47	4	45,00000	2	0,044444	0,955556	0,723077	0,000107	0,000151
Інт. №5	1201,818	1352,045	300,4546	41	3	39,00000	1	0,025316	0,974684	0,690940	0,000058	0,000085
Інт. №6	1502,273	1652,500	300,4546	37	9	32,00000	2	0,061538	0,938461	0,673448	0,000138	0,000211
Інт. №7	1802,727	1952,955	300,4546	26	8	22,00000	2	0,090909	0,909091	0,632005	0,000191	0,000317
Інт. №8	2103,182	2253,409	300,4546	16	5	13,00000	0	0,037037	0,962963	0,574550	0,000071	0,000126
Інт. №9	2403,636	2553,864	300,4546	11	2	10,00000	0	0,000000	0,990000	0,563270	0,000092	0,000171
Інт. №10	2704,091	2854,318	300,4546	9	4	7,00000	2	0,285714	0,714286	0,529607	0,000500	0,001109
Інт. №11	3004,545	3154,773	300,4546	3	2	2,00000	0	0,250000	0,750000	0,375433	0,000312	0,000951
Інт. №12	3305,000			1	0	1,00000	1	0,500000	0,500000	0,281575		

Рисунок 4.3 – Копія екрану «таблиця часів життя»

Обсяг вибірки - це число об'єктів, які працювали на початку розглянутого часового інтервалу, мінус половина числа вилучених або цензурованих об'єктів.

Частка відмовили - це відношення числа об'єктів, які відмовили у відповідному інтервалі, до числа об'єктів, що вивчаються на цьому інтервалі.

Частка не відмовивших - ця частка дорівнює одиниці мінус частка відмовили об'єктів.

Кумулятивна частка надійності (функція виживання) - це кумулятивна частка не відмовивших об'єктів до початку відповідного часового інтервалу. Оскільки ймовірності надійності вважаються незалежними на різних інтервалах, ця частка дорівнює добутку часткою не відмовивших об'єктів за всіма попередніми інтервалами.

Отримана частка, як функція від часу, називається також надійністю або функцією надійності (точніше, це оцінка функції надійності).

Щільність ймовірності - це оцінка ймовірності відмови в відповідному інтервалі, що визначається таким чином:

$$F_i = \frac{(P_i - P_{i-1})}{h_i}$$

де F_i - оцінка ймовірності відмови в i -му інтервалі,

P_i - кумулятивна частка не відмовивших об'єктів (функція надійності) до початку i -го інтервалу,

h_i - ширина i -ого інтервалу.

Функція інтенсивності (цей термін був вперше використаний в роботі Barlow, 1963) визначається як ймовірність того, що об'єкт, який працював до початку відповідного інтервалу, відмовить протягом цього інтервалу. Оцінка функції інтенсивності обчислюється як число відмов, що припадають на одиницю часу відповідного інтервалу, поділене на середнє число об'єктів, доопрацювати до моменту часу, що знаходиться в середині інтервалу.

Оцінки параметрів розподілу Вейбулла

Ключовим моментом є розподіл Вейбулла, назване на честь шведського дослідника Валодді Вейбулла (Waloddi Weibull), котрий застосовував цей розподіл для опису часів відмов різного типу в теорії надійності. Розподіл задається двома параметрами:

- параметр форми;
- параметр масштабу.

Процедура оцінювання параметрів використовує алгоритм методу найменших квадратів (див. Роботу Gehan і Siddiqui, 1973). Для проведення оцінювання може бути застосована модель лінійної регресії, оскільки всі чотири сімейства розподілів (Вейбулла, Експоненціальне, Гомперца, Лінійний ризик) можуть бути "зведені до лінійних" (щодо параметрів) за допомогою відповідних перетворень.

Такі перетворення призводять іноді до того, що дисперсія залишків залежить від інтервалів (тобто дисперсія різна на різних інтервалах). Щоб врахувати це, в алгоритмах підгонки використовують оцінки зважених

найменших квадратів двох типів.

Знаючи параметричне сімейство розподілів, можна обчислити функцію правдоподібності за наявними даними і знайти її максимум.

Такі оцінки називаються оцінками максимальної правдоподібності. При досить загальних припущеннях ці оцінки збігаються з оцінками найменших квадратів.

Аналогічним чином знаходиться максимум функції правдоподібності при нульовій гіпотезі, тобто для моделі, що допускає різні інтенсивності на різних інтервалах.

Сформульована гіпотеза може бути перевірена, наприклад, за допомогою критерію відношення правдоподібності, статистика якого має (принаймні, асимптотично) χ^2 -квадрат розподіл.

Оцінки параметрів; Модель Вейбулла (Трансформатори ста)											
Зуваження: Ваги 1=1, 2=1, $\lambda, \beta=N(0)*N(0)$											
Оцінюв. Метод	Лямбда	Дисперс. Лямбда	Стд. Ош. Лямбда	Гамма	Дисперс. Гамма	Стд. Ош. Гамма	Ковар. Гам-Лямб	Лог-правдоп.	Хи-квадр	сс	p
Вес 1	0,000205	0,000000	0,000388	1,035936	0,065037	0,255024	-0,000098	-95,4131	13,11450	9	0,157549
Вес 2	0,001276	0,000003	0,001664	0,827069	0,029278	0,171109	-0,000282	-94,2420	10,77244	9	0,291675
Вес 3	0,004066	0,000042	0,006452	0,638892	0,040851	0,202117	-0,001293	-91,9953	6,27893	9	0,711703

Рисунок 4.4 - Копія екрану «Оцінки параметрів Вейбулла»

При виборі параметрів орієнтуємося на значення лог-правдоподібності і рівень значущості. У нашому випадку, вибираємо останній рядок таблиці.

4.2 Оцінка технічного стану силових трансформаторів

Приклад 1 [26]. Установити комплексну якісну оцінку технічного стану однієї двотрансформаторної КТП напругою 10/0,38 кВ, що має елементи зі значеннями коефіцієнтів дефектності, відмінними від 0.

КДО1=29,31 - коефіцієнт дефектності опор даної ПЛ визначається за формулою:

$$\text{КДО} = (0,87 \cdot \text{ОДД} + \text{ОДЗ}) / (0,87 \cdot \text{ОУД} + \text{ОУЗ}) \cdot 100,$$

де 0,87 - коефіцієнт приведення обсягу енергодеревини до обсягу залізобетону;

ОДД - обсяг дефектної енергодеревини опор даної ПЛ, що знаходиться в експлуатації за станом на 31 грудня звітного року, мЗ;

ОДЗ - обсяг дефектного З/Б опор даної ПЛ, що знаходиться в експлуатації за станом на 31 грудня звітного року, мЗ;

ОУД - обсяг установленної енергодеревини опор даної ПЛ, що знаходиться в експлуатації за станом на 31 грудня звітного року, мЗ;

ОУЗ - обсяг установленного З/Б опор даної ПЛ, що знаходиться в експлуатації за станом на 31 грудня звітного року, мЗ. Обсяги дефектної енергодеревини і дефектного З/Б опор ПЛ напругою 6-20 кВ визначаються виходячи з кількості дефектних елементів, зареєстрованих на даній ПЛ напругою 6-20 кВ за станом на 31 грудня звітного року.

КДК2=100 - коефіцієнт дефектності корпусу, відповідно при наявності хоча б одного такого дефекту ЩТП, КТП і ЗТП, КДК приймається рівним 100, а за відсутності - рівним 0.

КДТ1=100 - коефіцієнт дефектності силового трансформатора, відповідно при наявності хоча б одного такого дефекту КДТ приймається рівним 100, а при відсутності - рівним 0.

$$\text{КДЗАВН1}=100; \text{КДІНН2}=100.$$

Обчислюється коефіцієнт дефектності цієї ТП за формулою:

$$\begin{aligned} & \text{КДКТП2П} = \\ & 0,04(\text{КДО1}+\text{КДО2})+0,09(\text{КДК1}+\text{КДК2})+0,11(\text{КДТ1}+\text{КДТ2})+0,09(\text{КДКАВН1}+ \\ & \text{КДКАВН2})+0,04(\text{КДЗАВН1}+\text{КДЗАВН2})+0,04(\text{КДІВН1}+\text{КДІВН2})+0,04(\text{КДКА} \\ & \text{нн1}+\text{КДКАнн2})+0,02(\text{КДЗАнн1}+\text{КДЗАнн2})+0,03(\text{КДІнн1} +\text{КДІнн2}) = 0,04 \\ & 30,45 + 0,09 \cdot 100 + 0,11 \cdot 100 + 0,04 \cdot 100 + 0,03 \cdot 100 = 28,17. \end{aligned}$$

Висновок. Дана КТП 10/0,38 кВ знаходиться в незадовільному стані, тому що $25 < \text{КДКТП} < 50$.

Приклад 2 [26]. Порівняти технічний стан ТП 10/0,38 кВ двох населених пунктів, що мають значення індивідуальних комплексних якісних оцінок технічного стану, зазначені в таблиці 4.3.

Таблиця 4.3 – Порівняльний технічний стан ТП 10/0,38 кВ двох населених пунктів

Найменування населеного пункту	Кількість ТП 10/0,38 кВ, шт., що знаходяться в технічному стані			
	доброму	задовільному	незадовільному	непридатному
с. Перше	1	1	0	1
с. Друге	0	3	0	1

Для встановлення комплексної якісної оцінки технічного стану довільної сукупності ТП напругою 6-20/0,38 кВ обчислюється коефіцієнт цієї сукупності ТП (КД_{ст})

$$\text{КД}_{\text{ст}} = \frac{0 \cdot N_1 + 0,1 \cdot N_2 + 0,3 \cdot N_3 + 0,6 \cdot N_4}{N_1 + N_2 + N_3 + N_4} \cdot 100,$$

де $N_1 + N_2 + N_3 + N_4$ - кількість ТП напругою 6-20/0,38 кВ, що знаходяться на момент оцінки відповідно в доброму, задовільному, незадовільному або непридатному технічному стані, шт;

0; 0,1; 0,3; 0,6 - значення вагових коефіцієнтів, установлених для градацій комплексної якісної оцінки технічного стану ТП напругою 6-20/0,38 кВ: добрий, задовільний, незадовільний, непридатний відповідно. За обчисленим значенням коефіцієнта дефектності сукупності ТП напругою 6-20/0,38 кВ установлюється комплексна якісна оцінка її технічного стану.

1. с. Перше:
$$КД_{ст1} = \frac{0 \cdot 1 + 0,1 \cdot 1 + 0,3 \cdot 0 + 0,6 \cdot 1}{1 + 1 + 0 + 1} \cdot 100 = 23,33.$$
2. с. Друге:
$$КД_{ст2} = \frac{0 \cdot 0 + 0,1 \cdot 3 + 0,3 \cdot 0 + 0,6 \cdot 1}{0 + 3 + 0 + 1} \cdot 100 = 22,5.$$

Висновки

1. Трансформаторні підстанції напругою 10/0,38 кВ у селах Першому і Другому знаходяться в задовільному стані, тому що КДСТ1 і КДСТ2 менші 25.

2. Технічний стан ТП напругою 10/0,38 кВ у с.Другому вищий, ніж у с.Першому, тому що КД_{ст2} менше КД_{ст1}.

Приклад реалізації методики « СОУ-Н МПЕ 40.1.20.576:2005 Методичні вказівки з обліку та аналізу в енергосистемах технічного стану розподільних мереж напругою 0,38-20 кВ з повітряними лініями електропередачі. Настанова» для електропередавальної організації

Для формування інвестиційних програм електропередавальні організації проводять оцінку технічного стану обладнання за методикою.

Таблиця 4.4 Результати проведення розрахунків

1	Назва обладнання та якісна оцінка	Одиниця виміру	Технічний стан на початок 2017 року	Обсяги запланованих робіт на 2017 рік	Прогнозний технічний стан на кінець 2017 року з урахуванням обсягів запланованих робіт
1	2	3	4	5	6
1	Трансформаторні підстанції (ТП), розподільні пункти (РП)-6 (10) кВ, усього	шт	10089	20	101099
	у доброму стані		5276	20	5296
	підлягає реконструкції		2013	0	2013
	підлягає капітальному ремонту		2538	0	2538
	підлягає повній заміні		262		262

Продовження табл. 4.4

1	2	3	4		6
2	Силові трансформатори ПС вищою напругою 110 (150) кВ, усього	шт	149	0	149
	у доброму стані		149	0	149
	вимагають заміни з метою зниження ТВЕ		0	0	0
	вимагають заміни як такі, що не підлягають ремонту		0	0	0
3	Силові трансформатори ПС вищою напругою 35 кВ, усього	шт			
	у доброму стані				
	вимагають заміни з метою зниження ТВЕ		0	0	0
	вимагають заміни як такі, що не підлягають ремонту		0	0	0

4.3 Моделювання оцінки стану трансформатору за допомогою нечіткої логіки

Для реалізації процесу нечіткого моделювання було використано пакет прикладних програм для вирішення задач технічних обчислень MATLAB та його спеціальне розширення Fuzzy Logic Toolbox. За допомогою теорії нечітких множин та нечіткої логіки було сформовано базу правил, яка дозволить зробити висновок про стан трансформатору.

Таблиця 4.5 показано співвідношення концентрації CH_4/H_2 і значення по методу Дорненбурга.

Співвідношення концентрації газів	CH_4/H_2			
	Межі	$<0,1$	$>0,1<1,0$	$>1,0$
Діагностичний висновок	Часткові розряди з малою інтенсивністю	Дугові процеси	Термічні процеси	

Висновки до четвертого розділу

Діапазон використання нечітких методів з кожним роком розширюється і знаходить застосування в областях проектування та оцінки розподільних мереж. Нечітке моделювання дозволяє отримувати більш адекватні результати у порівнянні з результатами, які базуються на використанні традиційних аналітичних моделей і алгоритмів.

При проведенні моделювання за допомогою програмного пакету MATLAB було отримано тривимірну модель, яка дає змогу оцінити стан трансформатора по вхідним параметрам: концентрації газу CH_4/H_2 та імовірності виникнення струму в обмотках СТ певного рівня при зовнішньому КЗ. Отримай результат є одним із базових при визначенні «слабких» місць за найвищою імовірністю появи небезпечних струмів КЗ в обмотках СТ та формуванні превентивних рішень по їх обмеженню.

Отже, представлені в розділі методи оцінки технічного стану енергетичних об'єктів електропередавальної організації (рисунок 4.5) можуть бути використані при проведенні відповідних обстежень компанії і направлені на вирішення наступних задач:

-оцінка фактичного стану енерговикористання компанії, виявлення причин виникнення та визначення втрат ПЕР та проведення оцінки технічного стану об'єктів компанії; встановлення можливості подальшого використання або необхідності модернізації та заміни через неефективність

використання;

-розробка плану дій, спрямованих на підвищення ефективності використання обладнання компанії, у тому числі зниження втрат ПЕР;

-виявлення та оцінка резервів технічного стану об'єктів, а також економії електроенергії та визначення раціональних розмірів енергоспоживання на окремих об'єктах компанії;

-визначення вимог до організації щодо вдосконалення обліку і контролю витрат енергоносіїв при створенні Smart Grid; отримання вихідної інформації для вирішення питань зниження енергетичних витрат та визначення потенціалу енергозбереження підприємства.

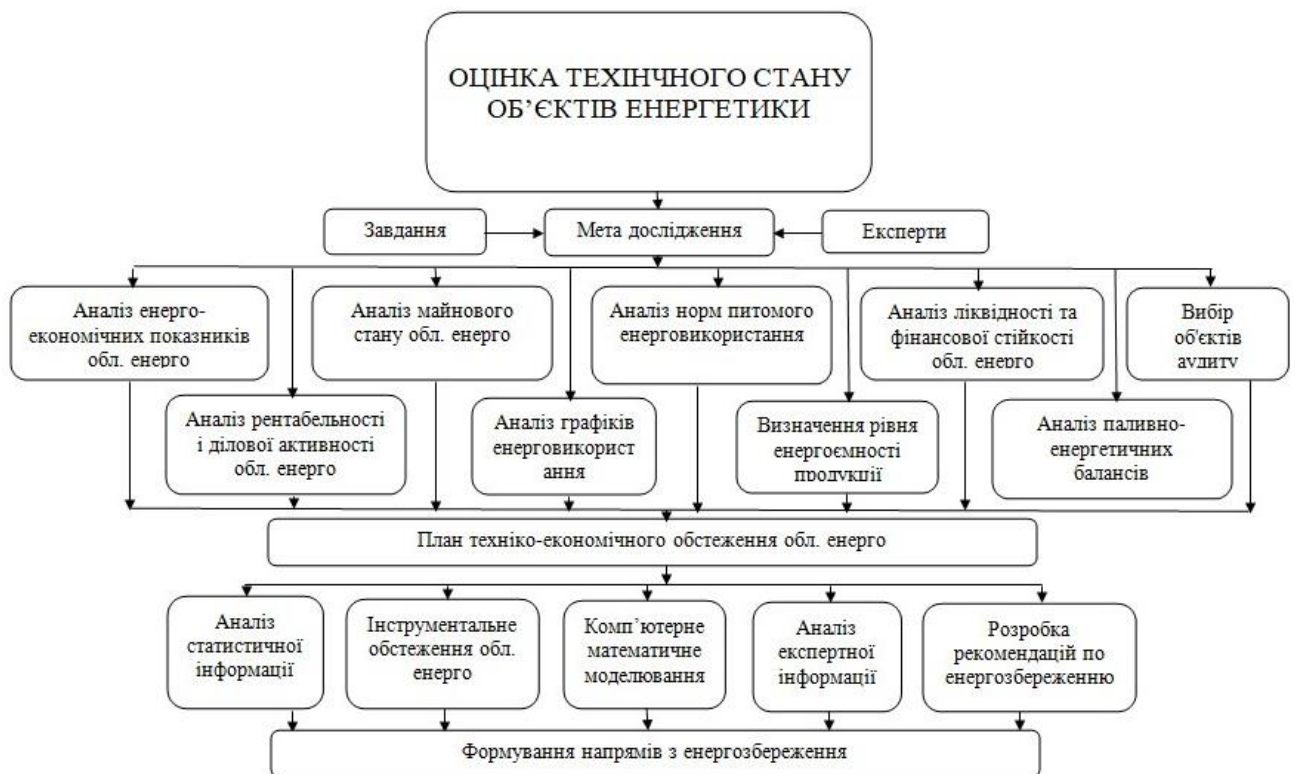


Рисунок 4.5 – Структурно-логічна схема техніко-економічного обстеження обленерго

ВИСНОВКИ

Пропонована магістрантська робота присвячена дослідження технічного стану трансформаторів та розробка діагностичного комплексу

Робота трансформатора пов'язана з високими струмами та напругами, а у багатьох трансформаторів з дуже високими. Тому дефекти трансформатора можуть виникнути у будь-яких елементах трансформатор.

Під час роботи над магістерською дисертацією було вирішено такі завдання:

1. Проведено аналіз літературних джерел.
2. Виконано вивчення та аналіз технічного стану та загальних проблем об'єктів енергетики.
3. Вивчено особливості експлуатації силових трансформаторів та причини відмов при їх експлуатації
4. Проведено аналіз існуючих методів та засобів діагностування трансформаторів.
5. Встановлено, що найбільш інформаційним методом діагностування трансформаторів є хроматографічний аналіз розчинених газів у маслі, а найдешевшим методом обстеження є тепловізійний метод.
6. Встановлено, що найбільш досконалою є система діагностичного моніторингу системи TDM (Transformer Diagnostics Monitor) яка призначена для оперативної оцінки технічного стану трансформаторів, підготовки інформації для системи технічного обслуговування і ремонтних робіт.
7. Запропоновано методику комплексної якісної оцінки технічного стану трансформаторних підстанцій.

ПЕРЕЛІК ДЖЕРЕЛ ПОСИЛАНЬ

1. Василега П.О. Електропосатчання: Навчальний посібник. Суми "Університетська книга" 2008 р. - 415 с.
2. Шкрабець Ф.П. Електропостачання: навч. посіб. / Ф.П.Шкрабець; М-во освіти і науки України, Нац. гірн. ун-т. – Д.: НГУ, 2015. – 540 с.
3. Закон України «Про ринок електричної енергії»: № 2019 – VIII від 13.04.2017 р. [Електронний ресурс]. – Режим доступу: <http://zakon0.rada.gov.ua/laws/show/2019-19>
5. Авраменко В. М. Проблеми моделювання та керування режимами електроенергетичних систем / В. М. Авраменко, В. О. Крилов, В. Л. Прихно // Технічна електродинаміка. – 2007. – № 3. – С. 59–64.
6. Осташевський М. О. Електричні машини і трансформатори: навчальний посібник / М. О. Осташевський, О. Ю. Юр'єва; за ред. В. І. Мілих. – Харків: ФОП Панов А.М., 2018. – 452 с.
7. Ротштейн О. П. Інтелектуальні технології ідентифікації: нечіткі множини, генетичні алгоритми, нейронні мережі. // Вінниця: УНІВЕРСУМ-Вінниця, 1999. – 320 с.
8. Петрушенко О. Ю. Розв'язання двоїстої задачі оптимального керування нормальними режимами ЕЕС з застосуванням нейро-нечіткого моделювання / О.Ю. Петрушенко, Ю.В. Петрушенко, О.О. Рубаненко // Технічна електродинаміка. – 2012. – №2. – С.26 – 27.
9. СОУ-Н ЕЕ 46.501:2006 Діагностика маслонаповненого трансформаторного обладнання за результатами хроматографічного аналізу вільних газів, відібраних із газового реле, і газів, розчинених у ізоляційному маслі. Методичні вказівки– Офіц. Вид. – К. ГРІФРЕ: М-во палива та енергетики України // ДП Друкарня Державного управління справами, 2007. – 124 с.
10. Лазарєв Ю. Ф. Моделювання динамічних систем у Matlab.

Електронний навчальний посібник. – Київ: НТУУ "КПІ", 2011. – 421 с.

11. СОУ-Н ЕЕ 43.101:2009 Приймання, застосування та експлуатація трансформаторних масел. Норми оцінювання якості. — К.: КВІЦ, 2009. — 152 с.

12. СОУ-Н ЕЕ 20.577:2007 Технічне діагностування електрообладнання та контактних з'єднань електроустановок і повітряних ліній електропередачі засобами інфрачервоної техніки– Офіц. Вид. – К. М-во палива та енергетики України, ДП НЕК «Укренерго» // Видавництво ДП «НТУКЦ АсЕлЕнерго», КВІЦ, 2007. – 122 с. – (Нормативний документ мінпаливенерго України. Методичні вказівки).

13. План розвитку розподільних електричних мереж на 2016 – 2025 роки [Електронний ресурс]: Офіційний сайт Міністерства енергетики та вугільної промисловості України. – Режим доступу: http://mpe.kmu.gov.ua/minugol/control/uk/publish/officialcategory?cat_id=244972812

14. Звіт про результати діяльності у 2016 році [Електронний ресурс]: Затверджено постановою НКРЕКП від 30.03.2017 № 460. – Режим доступу: http://www.nerc.gov.ua/data/filearch/Catalog3/Richnyi_zvit_NKREKP_2016.pdf

15. Інтелектуальні електричні мережі: елементи та режими: За заг. ред. акад. НАН України О.В. Кириленка / Інститут електродинаміки НАН України. – К.: Ін-т електродинаміки НАН України, 2016. – 400 с.

16. Річний огляд діяльності Держенергонагляду за 2017 рік [Електронний ресурс]. – Режим доступу: <http://mpe.kmu.gov.ua/minugol/doccatalog/document?id=245270381>

17. План розвитку ОЕС України на 2017 – 2026 рр. [Електронний ресурс]. – Режим доступу: <https://ua.energy/wp-content/uploads/2016/12/Projekt-Planurozvytku-OES-Ukrayiny-na-2017-2026-roky.pdf>

18. Стогній Б. С. Основи моніторингу в електроенергетиці. Про поняття моніторингу / Б.С. Стогній, М.Ф. Сопель // Технічна електродинаміка. –2013. – №1. – С. 62-69.

19. Циганенко Б. В. Ефективність роботи розподільних електричних мереж при підвищенні їх класу напруги : 05.14.02 / Циганенко Борис

Володимирович – Київ, 2017. – 271 с. 102

20. СОУ-Н МПЕ 40.1.20.576:2005. Методичні вказівки з обліку та аналізу в енергосистемах технічного стану розподільних мереж напругою 0,38–20 кВ з повітряними лініями електропередачі. Настанова. Київ: Міненерго України, 2005. 67 с.

21. Бардик Є. І. Підвищення надійності функціонування енергокомпаній на основі оцінки ризику виникнення аварійних ситуацій при відмовах електрообладнання / Є. І. Бардик, М. В. Костерев, М. П. Болотний // Праці Інституту електродинаміки Національної академії наук України. – 2014. – Вип. 39. – С. 13 – 19.

22. Костерев М. В., Бардик Є. І. Питання побудови нечітких моделей оцінки технічного стану об'єктів електричних систем. Київ : НТУУ «КПІ», 2010. 131 с.

23. Бардик Є.І. Параметричне прогнозування залишкового ресурсу електрообладнання енергосистем на основі нечіткого регресійного аналізу // Мат. II Міжнар. конф. "Інтелектуальні енергетичні системи – ІЕС", м. Мукачєво, 2011.

24. Бардик Є.І. Оцінка ризику відмови високовольтних вимикачів з урахуванням рівня відновлення ресурсу після ремонту //Зб. наук. пр. Донецького нац. техн. ун-ту. – № 2. – С. 19–26

25. Бардик Є.І. Прогнозування змінення ресурсних параметрів високовольтних вимикачів на основі теорії нечітких часових рядів // Гідроенергетика України. – 2011. – № 3-4.

26. Бардик Є.І., Костерев М.В., Литвинов В.В. Оцінка імовірності відмови електрообладнання при керуванні режимами електричної системи // Зб. пр. V Міжнар. наук.-техн. конф. "Керування режимами роботи об'єктів електричних та електромеханічних систем - 2011", м.Святогорськ

27. Бардик Є.І., Спотар О.С. Ідентифікація параметрів функцій розподілу імовірності відмов електрообладнання для оцінки експлуатаційного ризику електроенергетичних систем (ЕЕС) // Мат. XIII Міжнар. наук.практ. конф. «Відновлювана енергетика XXI століття». – АР

Крим, смт. Миколаївка, 2012. – С. 102–105.

28. Стогній Б.С., Кириленко О.В., Праховник А.В., Денисюк С.П. Інтелектуальні електричні мережі: досвід і перспективи України // Пр. Інту електродинаміки НАН України: Зб. наук. пр. – Спец. вип. – 2011. – 552 с.

29. СОУ-Н ЕЕ 20.302:2020 Норми випробовувань електрообладнання. Київ: Міністерства енергетики та захисту довкілля України, 2020 – 243 с.

30. Применение нечёткой нелинейной авторегрессионной модели с внешним входом для оценки состояния электрооборудования / О. Н. Агамалов, Н. В. Костерев, Н. П. Лукаш [и др.] // Технічна електродинаміка. – 2010. – №2. – С. 49-58.

31. Костырев Н.В. Нечёткие алгоритмы оценки технического состояния и прогнозирования остаточного ресурса электрооборудования/ Н.В.Костырев,Е. И. Бардик, Р. В. Вожаков [и др.] // Наукові праці ДонНТУ – Електротехніка і енергетика. – 2008. – №8. – С.65-70.

32. Ноздренков, В.С. Информационная модель графического анализа растворенных газов трансформаторного масла / В.С. Ноздренков, В.И. Романовский, М.В. Петровский // Вісник Сумського державного університету. Серія Технічні науки. – 2008. – №4. – С. 45-50.

33. Ротштейн О. П. Інтелектуальні технології ідентифікації: нечіткі множини, генетичні алгоритми, нейронні мережі / Ротштейн Олександр Петрович. // Вінниця : УНІВЕРСУМ-Вінниця, 1999. – 320 с.

34. Лежнюк П. Д. Визначення стану РПН трансформаторів з використанням апарату нейронних мереж / П. Д. Лежнюк, М. І. Пиріжок, О.Є.Рубаненко // Вісник Хмельницького національного технічного університету. – 2007. – № 2. – С. 172–179.

35. Лежнюк П. Д. Діагностування силових трансформаторів з використанням нечітких множин / [П. Д. Лежнюк, О. Є. Рубаненко, І. А. Жук] // Вісник політехнічного інституту. – 2005. – № 1. – С. 43–51.

36. Правила улаштування електроустановок. від. 3-тє,перероб. і доп. – Мінпаливенерго України, 2010 – 736 с.