

Вінницький національний технічний університет

Факультет електроенергетики та електромеханіки

Кафедра електричних станцій і систем

**МАГІСТЕРСЬКА КВАЛІФІКАЦІЙНА РОБОТА**

на тему:

**«Вдосконалення методів діагностування вимірювальних трансформаторів струму 330 кВ»**

Виконав: студент 2-го курсу, групи ЕС-20м спеціальності 141 – Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка освітня програма «Електричні станції»

(шифр і назва напрямку підготовки, спеціальності)

Кириченко І.Ф.

(прізвище та ініціали)

Керівник: к.т.н., ст. викладач каф. ЕСС

Гуцько І.О.

(прізвище та ініціали)

« \_\_\_\_ » \_\_\_\_\_ 2021 р.

Опонент:

\_\_\_\_\_  
(прізвище та ініціали)

« \_\_\_\_ » \_\_\_\_\_ 2021 р.

**Допущено до захисту**

**Завідувач кафедри ЕСС**

д.т.н., проф. Комар В. О.

(прізвище та ініціали)

« \_\_\_\_ » \_\_\_\_\_ 2021 р.

Вінниця ВНТУ - 2021 рік

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

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

\_\_\_\_\_ 2021 року

### **З А В Д А Н Н Я**

#### **НА МАГІСТЕРСЬКУ КВАЛІФІКАЦІЙНУ РОБОТУ СТУДЕНТУ**

Кириченку Івану Федоровичу

(прізвище, ім'я, по батькові)

1. Тема роботи Вдосконалення методів діагностування вимірювальних трансформаторів струму 330 кВ

керівник роботи к.т.н., ст. викладач каф. ЕСС Гунько І. О.

затверджена наказом вищого навчального закладу від 24.09.2021 року № 277

2. Строк подання студентом роботи 30 листопада 2021 року

3. Вихідні дані до роботи: пошкоджуваність емнісної паперово-масляної ізоляції (1%), комплексна провідність ізоляції (5%), активний опір ізоляції ТС (1%), тангенс кута діелектричних втрат в паперово-масляній ізоляції (10%), нагрів покришки вводу, наприклад, внаслідок погіршення значень параметрів ізоляції (1%), за результатами хімічного аналізу розчинених в трансформаторному маслі газів (15%), За результатами фізико-хімічного аналізу масла (1%), зростання температури покришки внаслідок падіння бандажей (5%), Нагрів пристрою зміни коефіцієнта трансформації (55%), Зміна реального коефіцієнта трансформації, зростання абсолютної похибки (3%), зростання температури в області вимірювального виводу (3%).

4. Зміст текстової частини: Вступ. 1. Особливості вимірювальних трансформаторів струму. 2. Методика діагностування ВТС. 3. Визначення залишкового ресурсу вимірювальних трансформаторів струму. 4. Засоби діагностування вимірювальних трансформаторів струму. 5. Економічна частина. 6. Охорона праці та безпека в надзвичайних ситуаціях. Висновки. Список використаних джерел. Додатки.

5. Перелік ілюстративного матеріалу (з точним зазначенням обов'язкових креслень)  
1. Актуальність. 2. Особливості вимірювальних трансформаторів струму. 3. Особливості експлуатації ВТС. 4. Класифікація засобів діагностування ВТС. 5.

Класифікація засобів діагностування ВТС. 6. Пошкоджувальність елементів ТС. 7. Структурна схема моделі коефіцієнта залишкового ресурсу. 8. Етапи моделювання. 9. Висновки.

6. Консультанти розділів роботи

Розділ	Прізвище, ініціали та посада консультанта	Підпис, дата	
		завдання видав	виконання прийняв
Спеціальна частина	Керівник роботи Гуцько І.О. к.т.н., ст. викладач кафедри ЕСС		
Охорона праці та безпека в надзвичайних ситуаціях	Бондаренко Є. А. д.т.н., проф., професор каф. ЕСС		
Економічна частина	Остра Н. В., к.т.н., доц., доцент кафедри ЕСС		

7. Дата видачі завдання \_\_\_\_\_ 24 вересня 2021 року

КАЛЕНДАРНИЙ ПЛАН

№ з/п	Назва етапів магістерської кваліфікаційної роботи	Строк виконання етапів роботи		Примітка
		початок	кінець	
1	Розроблення технічного завдання	02.09.21	06.09.21	
2	Особливості вимірювальних трансформаторів струму	07.09.21	12.09.21	
3	Методика діагностування ВТС	13.09.21	05.10.21	
4	Визначення залишкового ресурсу вимірювальних трансформаторів струму.	06.10.21	20.10.21	
5	Засоби діагностування вимірювальних трансформаторів струму	21.10.21	30.10.21	
6	Економічна частина	01.11.21	10.11.21	
7	Охорона праці та безпека в надзвичайних ситуаціях	11.11.21	16.11.21	
8	Оформлення пояснювальної записки	17.11.21	25.11.21	
9	Виконання графічної частини та оформлення презентації	26.12.21	30.11.21	

Студент

\_\_\_\_\_

( підпис )

Кириченко І.Ф.

Керівник роботи

\_\_\_\_\_

( підпис )

Гуцько І.О.

## АНОТАЦІЯ

УДК 621.311.1

Кириченко Іван Федорович «Вдосконалення методів діагностування вимірювальних трансформаторів струму 330 кВ». Магістерська кваліфікаційна робота за спеціальністю 141 – Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка. Вінниця : ВНТУ. 2021. 111 с.

На укр. мові. Бібліогр.: 31. Рис.: 25. Табл.: 21.

В магістерській кваліфікаційній роботі було досліджено конструктивні особливості, режим роботи та умови вибору вимірювальних трансформаторів струму. Виконано аналіз основних причин пошкоджень вузлів ВТС.

Розроблено математичну модель загального залишкового ресурсу вимірювального трансформатора струму з використанням нечіткого моделювання. Отримана нейро-нечітка модель дозволяє визначити значення коефіцієнта загального залишкового ресурсу трансформатора струму в залежності від значень вхідних параметрів – коефіцієнтів залишкових ресурсів по кожному з контрольованих діагностичних параметрів.

Також в роботі виконано аналіз вітчизняних та іноземних літературних джерел в питанні методів та засобів діагностування вимірювальних трансформаторів струму. У розділі охорони праці було визначено умови безпеки при роботі з трансформаторами струму.

Ключові слова: вимірювальний трансформатор струму, методи та засоби діагностування, залишковий ресурс, математичне моделювання.

## ANNOTATION

УДК 621.311.1

Kyrychenko Ivan Fedorovich "Improvement of methods for diagnosing measuring current transformers 330 kV". Master's degree in specialty 141 - Power Engineering, Electrical Engineering and Electromechanics. Vinnytsia: VNTU. 2021. 111 p.

In Ukrainian language. Bibliogr .: 31. Fig .: 25. Tabl .: 21.

In the master's qualification work the design features, mode of operation and conditions of selection of measuring current transformers were investigated. The analysis of the main causes of damage to PTS nodes is performed.

A mathematical model of the total residual life of a measuring current transformer using fuzzy modeling has been developed. The obtained neuro-fuzzy model allows to determine the value of the coefficient of the total residual resource of the current transformer depending on the values of the input parameters - the coefficients of residual resources for each of the controlled diagnostic parameters.

The analysis of domestic and foreign literature sources on the methods and means of diagnosing current measuring transformers is also performed. In the section of labor protection the safety conditions when working with current transformers were determined.

Key words: current measuring transformer, methods and means of diagnostics, residual resource, mathematical modeling.

## ЗМІСТ

<b>ПЕРЕЛІК УМОВНИХ ПОЗНАЧЕНЬ .....</b>	<b>6</b>
<b>ВСТУП.....</b>	<b>7</b>
<b>1 ОСОБЛИВОСТІ ВИМІРЮВАЛЬНИХ ТРАНСФОРМАТОРІВ СТРУМУ .....</b>	<b>9</b>
1.1 Конструктивні особливості ВТС .....	11
1.2 Класифікація вимірювальних трансформаторів струму .....	12
1.3 Вибір трансформатора струму.....	13
1.3.1 Перевірка первинного струму на термічну стійкість.....	14
1.3.2 Перевірка первинного струму на електродинамічну стійкість...14	14
1.3.3 Перевірка трансформатора струму по потужності вторинного навантаження.....	15
1.4 Пошкоджуваність та діагностичні параметри ВТС.....	16
Висновки до першого розділу.....	17
<b>2 МЕТОДИКА ДІАГНОСТУВАННЯ ВТС.....</b>	<b>18</b>
2.1 Методи діагностування ВТС.....	18
2.1.1 Тепловізійний контроль трансформаторів струму.....	18
2.1.2 Хроматологічний аналіз трансформаторного масла.....	22
2.2 Алгоритм діагностування ВТС.....	25
Висновки до другого розділу.....	37
<b>3 ВИЗНАЧЕННЯ ЗАЛИШКОВОГО РЕСУРСУ ВИМІРЮВАЛЬНИХ ТРАНСФОРМАТОРІВ СТРУМУ.....</b>	<b>38</b>
3.1 Ймовірнісна математична модель коефіцієнта залишкового ресурсу ТС... ..	38
3.2 Нейро-нечітка модель коефіцієнта залишкового ресурсу ТС... ..	48
Висновки до третього розділу.....	73

<b>4 ЗАСОБИ ДІАГНОСТУВАННЯ ВТС</b> .....	74
4.1 Класифікація засобів діагностування ВТС .....	76
4.2 Засоби періодичного контролю ВТС .....	77
4.3 Засоби періодичного контролю технічного стану ВТС .....	79
Висновки до четвертого розділу .....	84
<b>5 ЕКОНОМІЧНА ЧАСТИНА</b> .....	85
5.1 Техніко-економічне обґрунтування .....	85
5.2 Визначення капіталовкладень .....	86
Висновки до п'ятого розділу .....	91
<b>6 ОХОРОНА ПРАЦІ ТА БЕЗПЕКА В НАДЗВИЧАЙНИХ СИТУАЦІЯХ</b> .....	92
6.1 Задачі розділу .....	93
6.2 Технічні рішення з безпечної експлуатації об'єкта .....	93
6.3 Технічні рішення з гігієни праці та виробничої санітарії .....	96
6.3.1 Мікроклімат .....	96
6.3.2 Склад повітря робочої зони .....	97
6.3.3 Вказівка заходів безпеки при роботі масляним обладнанням .....	99
6.4 Розрахунок параметрів заземлюючого пристрою підстанції 220-330кВ .....	100
Висновки до шостого розділу .....	106
<b>ВИСНОВКИ</b> .....	107
<b>СПИСОК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ</b> .....	108
Додаток А. Протокол перевірки кваліфікаційної роботи .....	112
Додаток Б. Технічне завдання .....	114
Додаток В. Початкові вхідні дані .....	118
Додаток Г. Скореговані вхідні дані .....	119
Додаток Д. Безпека у надзвичайних ситуаціях. Дослідження стійкості	

роботи електричної підстанції 330 кВ в умовах дії загрозливих чинників надзвичайних ситуацій .....	121
Додаток Е. Перелік ілюстративного матеріалу.....	133



## СКОРОЧЕННЯ ТА УМОВНІ ПОЗНАКИ

- БД – бази даних
- БЗ – база знань
- ВТС – вимірювальний трансформатор струму
- ЕЕС – електроенергетична система
- ЕО – електрообладнання
- ІС – інформаційну систему
- КЗ – коротке замикання
- ПК – персональний комп'ютер
- ФХА – фізико-хімічний аналіз
- ХАГР – хроматографічний аналіз розчинених газів

## ВСТУП

На сьогоднішній день перед енергорозподільними компаніями України стоять складні завдання з модернізації та автоматизації мереж, впровадження найновіших технологій, перехід на нові моделі ринка та досягнення максимально високих показників ефективності та надійності.

Відомим фактом є те, що велика кількість обладнання електричних мереж пропрацювало понад 25 років, а тому відпрацювало свій паспортний ресурс. Забезпечення надійності роботи вимірювальних пристроїв, пристроїв релейного захисту підприємств значною мірою визначається безвідмовною роботою вимірювальних трансформаторів струму.

Трансформатори струму – це трансформатори, в яких при нормальних умовах роботи вихідний сигнал є струмом, який пропорційний первинному струму і при правильному включенні зсунути відносно нього по фазі на кут, який близький до нуля. Ці електричні апарати відіграють важливу роль в контролі якості електричної енергії та вимірюванні електричних величин. Також широке застосування мають в пристроях релейного захисту та автоматики. Аналіз вітчизняних літературних джерел підтверджує, що на більшості підстанцій України старі трансформатори струму, які необхідно замінювати. Для того, щоб визначити, які трансформатори потребують першочергової заміни або ремонту потрібно знати їх залишковий ресурс.

Так, зокрема, питання сучасних методів діагностики трансформаторів струму розглянуто в науковій статті [1] авторів Андрієнко П. Д., Сахно А. А., Конограй С. П., Спіца А. Г., Скрупска Л. С. та [2] Н. В. Костирева, Е. І. Бардика. Активно питанням модернізації та продовження терміну експлуатації займаються в Інституті електродинаміки НАН України та ряді інших науково-дослідних інститутів та установ. Що підтверджує актуальність дослідження.

**Метою** роботи є вдосконалення методів діагностування вимірювальних трансформаторів струму.

Згідно поставленої **мети** в роботі вирішено наступні **задачі**:

- досліджено конструктивні особливості вимірювальних трансформаторів струму та умови їх експлуатації;
- виконано аналіз методів та алгоритмів діагностування ВТС;
- розроблено математичну модель загального залишкового ресурсу ВТС з використанням нечіткого моделювання ;
- досліджено сучасні засоби діагностування ВТС;
- виконано розрахунок економічної ефективності вдосконалення системи оперативного діагностування ВТС.

**Об'єктом** дослідження є трансформатори струму

**Предметом** дослідження є методи та засоби діагностування трансформаторів струму.

**Методи** дослідження. В роботі використані методи теорії залишкового ресурсу трансформатора струму для визначення працездатності ТС.

**Наукова новизна отриманих результатів.** Отримав подальший розвиток метод визначення залишкового ресурсу ТС.

**Практичне значення** полягає у наведених прикладах розрахунку залишкового ресурсу ТС, який змінюється під час експлуатації

**Апробація результатів роботи і публікації.** Основні наукові результати були розглянуті на п'ятій міжнародній науково-технічній конференції «ОПТИМАЛЬНЕ КЕРУВАННЯ ЕЛЕКТРОУСТАНОВКАМИ» (ОКЕУ 2021) та І Науково-технічній конференції факультету електроенергетики та електромеханіки (2021).

**Особистий внесок здобувача.** Усі результати, які складають основний зміст магістерської роботи, отримані автором самостійно.

## 1 ОСОБЛИВОСТІ ВИМІРЮВАЛЬНИХ ТРАНСФОРМАТОРІВ СТРУМУ

Вимірювальні трансформатори струму (ВТС) використовуються там, де протікає змінний струм. Вони призначені для зниження початкового значення до параметра, який буде найбільш зручним для підключення реле захисту, вимірювальних приладів, а також пристроїв автоматики. Ці пристрої здатні забезпечити безпеку всіх працівників. Це тому, що ланцюги високої та низької напруги будуть розділені.

Вимірювальні трансформатори струму можуть бути прохідного, кабельного чи шинного типу. Складається такий агрегат із: сердечника, який збирається за допомогою тонких пластин, виконаних із спеціальної електротехнічної сталі, що мають високу магнітну проникність, а також двох обмоток.

Первинна обмотка підключається послідовно з навантаженням, де необхідно виконати контрольне вимірювання.

Вторинна обмотка підключається до вимірювального приладу (амперметра). Оскільки опір самого пристрою невисокий, вимірювальний трансформатор струму працює в режимі короткого замикання. Загальний магнітний потік в цьому випадку визначається різницею самих потоків, які створили котушки.

Вимірювальні трансформатори струму за своєю конструкцією подібні до звичайних силових трансформаторів. Єдина відмінність полягає в тому, що вторинна обмотка складається з двох шарів: один для вимірювальних ланцюгів, а інший для схем автоматичного захисту. До вторинної обмотки трансформатора можна підключати не тільки різні прилади контролю (ватметри, вольтметри, лічильники електричної енергії та інші), але й різні пристрої автоматики.

Щоб всі значення були максимально достовірними, фаза струму повинна передаватися правильно. Тому клеми обмоток ВТС нумеруються як лінійні (первинні) і лічильні (вторинні).

В аварійних ситуаціях величина струму в мережі може перевищити допустиме значення в десять разів і трансформатор струму сильно перевантажується. Його продуктивність значно вище номінальної. Все це безпосередньо призводить до насичення магнітопроводу трансформатора і знижується точність вимірювання. Це не нормальний режим роботи, тому його точність складає приблизно 10 відсотків.

Для трансформаторів струму важливі характеристики струму: номінальний вторинний і первинний струм, номінальна напруга і навантаження, коефіцієнт трансформації, сумарна, кутова і струмова похибка.

Найслабшою частиною цих агрегатів є первинна обмотка.

Один і той же трансформатор струму можна використовувати для одночасного підключення кількох контрольних пристроїв. Однак не рекомендується робити багато підключень до таких пристроїв. Це пов'язано з тим, що зі збільшенням кількості пристроїв зростає і загальний опір. Це призводить до того, що блок виходить з режиму роботи, тобто зменшується сила струму у вторинній обмотці.

У ВТС обмотка відокремлена, тому підключений амперметр ізольований від високої напруги. Це дозволяє встановлювати його безпосередньо на розподільний щит. Для захисту від випадкового пробоя ізоляції, одна з клем вторинної обмотки повинна бути заземлена.

Вимірювальні трансформатори струму виготовляються так, щоб номінальний вторинний струм не перевищував п'яти ампер. А коли ВТС розміщений на великій відстані від вимірювального приладу, він дорівнює 1А. Це зменшує падіння напруги в провідниках [3].

## 1.1 Конструктивні особливості ВТС

За конструкцією трансформатори струму виконані у вигляді ламінованого з холоднокатаної кремнієвої трансформаторної сталі сердечника, на який намотана одна або кілька вторинних ізольованих обмоток.

Первинна обмотка також може бути у вигляді котушки, намотаної на сердечник, або у вигляді шини. У деяких варіантах вбудована первинна обмотка взагалі відсутня; первинна обмотка виконується споживачем шляхом пропускання дроту через спеціальне вікно. Обмотка і сердечник укладені в корпус для ізоляції та захисту обмотки. У деяких сучасних конструкціях ВТС сердечник виготовляється з нанокристалічних (аморфних) сплавів для розширення діапазону, в якому трансформатор працює в класі точності.

Вторинна обмотка ТС (принаймні одна для кожного магнітопроводу) повинна бути під навантаженням. Опір навантаження суворо регламентується вимогами до точності коефіцієнта трансформації. Незначне відхилення опору вторинної обмотки від номінального значення, зазначеного в паспорті ТС, за модулем опору  $Z$  або коефіцієнта потужності  $\cos \varphi$  (зазвичай  $\cos \varphi = 0,8$  індуктивного) призводить до збільшення похибки перетворення. Обмотка амперметра має дуже малий опір, тому трансформатор струму працює в умовах майже короткого замикання. Значне збільшення опору або повне розмикання ланцюга навантаження створює високу напругу у вторинній обмотці, яка може прорвати ізоляцію трансформатора, що призведе до виходу з ладу трансформатора. Повністю розімкнута вторинна обмотка ТС не створює компенсуючого магнітного потоку в осерді, що призводить до перегріву магнітопроводу, ізоляції, його подальшого старіння і можливої поломки. У цьому випадку магнітний потік, що створюється первинною обмоткою, дуже великий; трансформатор гучно гуде і втрати в магнітопроводі його нагрівають.

Коефіцієнт трансформації вимірювальних трансформаторів струму це

основна їх характеристика. Номінальний (ідеальний) коефіцієнт вказується на заводській табличці трансформатора як відношення номінального струму первинної обмотки до номінального струму вторинної обмотки, наприклад 100/5 А або 10-15-50-100 / 5 А (для первинних обмоток з кількома ділянками різьби). У цьому випадку фактичний коефіцієнт трансформації дещо відрізняється від номінального. Ця різниця характеризується величиною похибки перетворення, яка складається з двох складових - синфазної і квадратурної. Перший характеризує відхилення величини, другий — відхилення фази реального до номінального вторинного струму. Ці значення регламентуються ДСТУ і служать основою для присвоєння класів точності трансформаторам струму при проектуванні та виробництві. Через втрати, пов'язані з намагнічуванням і нагріванням магнітопроводу в магнітних системах, вторинний струм виявляється меншим за номінальний (тобто похибка від'ємна) для всіх ТС. У зв'язку з цим корекція обертання використовується для поліпшення характеристик і внесення позитивного зміщення похибки перетворення. Це означає, що коефіцієнт трансформації трансформаторів, скоригований таким чином, не відповідає звичайній формулі співвідношення витків первинної і вторинної обмоток [4].

## **1.2 Класифікація вимірювальних трансформаторів струму**

Усі трансформатори струму - як вимірювальні, так і захисту - можна класифікувати за такими основними властивостями:

За типом установки: трансформатори для зовнішніх робіт, для роботи в закритих приміщеннях, для вбудовування у внутрішні порожнини електрообладнання (газове середовище, ізольоване від зовнішнього повітря чи трансформаторного масла, або газоподібне середовище, не ізольоване від зовнішнього повітря);

- спосіб монтажу: наскрізний ВТС, призначений для використання як вхід і

встановлюється в отворах стін, стель, механічних конструкцій; опорні, вбудовані тощо;

- кількість коефіцієнтів трансформації: з одним коефіцієнтом трансформації; з кількома коефіцієнтами трансформації, отриманими шляхом зміни кількості витків первинної або вторинної обмотки або обох;
- за кількістю етапів перетворення: одноступінчасті; каскадний (багатоступеневий), тобто. з декількома фазами трансформації струму; для реалізації первинної обмотки: одновиткова, багатовиткова;
- залежно від характеру ізоляції між первинною і вторинною обмотками ТС: виготовлені з твердого матеріалу (порцеляна, лита ізоляція, екструдований утеплювач, полімер тощо); з'язками (заливочними складами); з комбінованою (паперово-масляна, конденсаторного типу) або газоподібною (повітря, елегаз) ізоляцією.
- за принципом перетворення струму ТС: електромагнітні та оптоелектронні [4].

### **1.3 Вибір трансформатора струму**

Перед визначенням номінальних параметрів та їх перевірки на різні умови необхідно вибрати тип ВТС, його схему та варіант виконання. Загальними в кожному випадку будуть номінальні параметри. Деякі критерії вибору будуть відрізнятися [5].

Номінальна робоча напруга ТС. Це значення має бути більше або дорівнювати номінальній напрузі електроустановки, де буде встановлений трансформатор струму. Вибирається із стандартного діапазону, кВ: 0,66, 3, 6, 10, 15, 20, 24, 27, 35, 110, 150, 220, 330, 750.

Крім того, перед нами постає питання вибору первинного струму ТС. Величина цього струму має бути більше значення номінального струму



електрообладнання, де монтується ВТС, але з урахуванням перевантажувальної здатності.

### 1.3.1 Перевірка первинного струму на термічну стійкість

Перевірка первинного струму на термічну стійкість проводиться за формулами(1.1 та 1.2)

$$W_k \leq (k_T \cdot I_{1H})^2 \cdot t_T = I_T^2 \cdot t_T \quad (1.1)$$

$$W_k = I_{10}^2 (t_{відк} \cdot T_a) = i_{уд} \cdot \sqrt{2} \cdot k_y \quad (1.2)$$

Ця перевірка показує, що ВТС витримає певний струм короткого замикання (КЗ) протягом певного часу і температура не повинні перевищувати дозволені межі. Або теплова взаємодія струму КЗ .

$i_{уд}$  - ударний струм короткого замикання

$k_y$  - коефіцієнт, що дорівнює відношенню струму короткого замикання  $i_{уд}$  до амплітуди періодичної складової. Для коротких замикань в установках понад 1 кВ ударний коефіцієнт дорівнює 1,8; при короткому замиканні в електроустановках до 1 кВ і в деяких інших випадках - 1,3.

### 1.3.2 Перевірка первинного струму на електродинамічну стійкість

Перевірка проводиться по формулі (1.3)

$$i_{уд} \leq \sqrt{2} \cdot k_{дин} \cdot I_{1H} \quad (1.3)$$

У цій формулі ми досліджуємо процес динамічного удару від великого струму короткого замикання, який може пошкодити ТС.

Для наочності зведемо данні для перевірки первинного струму ТС

невелику таблицю.

Таблиця 1.1 – данні для перевірки первинного струму ТС

Розрахунок	Каталог	Умова вибору
$i_{уд}$	$k_{дин}, I_{мдин}$	$i_{уд} \leq I_{мдин}$ $i_{уд} \leq \sqrt{2} \cdot k_{дин} \cdot I_{IH}$
$B_k$	$t_T, I_T$ $k_T, I_{IH}$	$B_k \leq I_T^2 \cdot t_T$ $B_k \leq (k_T \cdot I_{IH})^2 \cdot t_T$

### 1.3.3 Перевірка трансформатора струму по потужності вторинного навантаження.

Тут важливо, щоб умова  $S_{НОМ} \geq S_{НАВ}$  виконувалася. Це означає, що номінальна вторинна потужність трансформатора струму повинна бути більшою за розрахункове вторинне навантаження.

Вторинне навантаження — це сума опорів послідовно з'єднаних приладів, реле, проводів і контактів, помножена на квадрат сили струму вторинної обмотки ТС (5, 2 або 1 А, залежно від типу).

Значення цього опору можна визначити теоретично або, якщо установка активна, опір можна виміряти методом вольтметра-амперметра або наявним омметром.

Величину опорів (амперметри, вольтметри), реле (РТ-40 або сучасні) лічильники можна дізнатися з паспортів, які йдуть разом із новим приладом, або онлайн на сайті заводу. Якщо в паспорті вказано не опір, а потужність, то опір реле дорівнює споживаній енергії, поділеній на квадрат сили струму, на який встановлена потужність.

#### 1.4 Пошкоджувальність та діагностичні параметри ВТС

Пошкоджувальність трансформаторів струму все ще відносно висока [6]. У зв'язку з тим, що 70% ВТС є маслonaповненими, працюють більше 15 років. В експлуатації такі пристрої вимагають особливої обережності при моніторингу та аналізі результатів вимірювань. Стан ізоляції ВТС з олійно-паперовою ізоляцією в експлуатації слід оцінити за результатами вимірювань:

- опору головної ізоляції та ізоляції вторинних обмоток;
- характеристик оливи -  $U_{np.}$ ,  $\text{tg } \delta$   $90^\circ$  з вологовмісту, хроматографічного аналізу розчинених в маслі газів;
- різниці температур апаратів сусідніх фаз (тепловізійний контроль);
- відносної зміни струму витoku в ізоляції ТС при робочій напрузі, а також відносної зміни  $\text{tg } i$  ємності ізоляції;
- рівня часткових розрядів (ч.р.)

Діагностика технічного стану трансформатора струму основана на принципах поелементного [7] контролю ізоляції активної частини трансформатора (Олива та тверда ізоляція), магнітної системи та системи динамічного стану обмоток, системи охолодження та очистки оливи, баків, ущільнювачів, розширювача, оливозахисту.

Обстеження проводять в декілька етапів по часу:

- Етап 1 : «Аналіз експлуатаційної та ремонтної документації».
- Етап 2 « Комплекс вимірювань при робочій напрузі»
- Етап 3 « Вимірювання на обладанні, що виведене з роботи»

Методи діагностування та процедури контролю дозволяють встановити стан основної ізоляції трансформатора, стан ізоляції введів, стан магнітопровода, наявність механічної деформації обмоток, стан їх опресовок, активний опір обмоток, стан системи охолодження та очистки оливи, стан баку, його ущільнювачів, оливорозширювача, тощо.

При діагностуванні ТС використовують наступні методи :

- Низьковольтні випробування;
- Тепловізійне обстеження ТС
- Газохроматичний та фізико-хімічний аналіз оливи;
- Оцінка ступеню пошкодження ізоляції;
- Виявлення часткових розрядів;
- Оцінка ефективності роботи системи охолодження трансформатора

### **Висновки до першого розділу**

В даному розділі розглянуто конструктивні особливості, спосіб вибору та діагностичні параметри трансформаторів струму.

Аналіз різних джерел показав, що ТС мають широке застосування електротехніці на всіх класах напруг.

Незважаючи на це, пошкоджувальність ВТС досить висока, тому їх потрібно доволі часто діагностувати, та перевіряти електротехнічні властивості.

## **2 МЕТОДИКА ДІАГНОСТУВАННЯ ВТС**

### **2.1 Методи діагностування ВТС**

Пошкоджувальність вимірювальних трансформаторів струму все ще відносно високий. У зв'язку з тим, що 70% ВТС є оливовими та експлуатуються більше 15 років, тому в експлуатації такі пристрої вимагають особливої обережності при моніторингу та аналізі результатів вимірювань.

У цих приладах разом з діагностикою стану ізоляції необхідно дослідження ряду електромеханічних характеристик. У цьому випадку виникають проблеми з оцінкою ступеня небезпеки того чи іншого дефекту через багатофакторну природу проблеми[8].

Тому необхідно проводити:

- Ранню діагностику стану ТС з метою своєчасного виявлення пошкоджень, що можуть розвиватися під час експлуатації та прийняття своєчасних рішень.
- Комплексне діагностичне обстеження технічного стану несправних трансформаторів і трансформаторів, які експлуатуються більше 25 років за допомогою спеціальних методів діагностики.

Діагностика технічного стану ТС основана на принципі поелементного контролю:

- ізоляції активної частини;
- Магнітної системи та динамічного стану обмоток;
- Системи охолодження та очистки оливи;
- Баків, ущільнювачів, розширювачів, маслозахисту.

При діагностиці трансформаторів використовують наступні тепловізійний контроль та хроматологічний аналіз трансформаторного масла.

#### **2.1.1 Тепловізійний контроль трансформаторів струму**

Залежно від конструктивного виконання обмоток, маслонаповнені

трансформатори струму , що випускаються вітчизняною промисловістю, можна умовно розділити на три групи [9]:

трансформатор струму із ланковою ізоляцією обмоток (серія ТФЗМ);  
 трансформатор струму з U-подібною первинною обмоткою (серія ТФУМ);  
 трансформатор струму з римоподібною обмоткою (серія ТФРІ).

При тепловізійному контролі трансформаторів струму оцінюється стан внутрішніх та зовнішніх контактних з'єднань, а при виконанні певних умов за вимірними температурами на поверхні порцелянової покритишки і стан паперово-масляної ізоляції.

Перед проведенням контролю трансформаторів струму необхідно провести аналіз умов їх роботи та стан внутрішньої ізоляції. Визначається:

- рік випуску (тривалість експлуатації);
- завод-виробник; спосіб захисту олії від зволоження;
- кількість струмів КЗ, що протікали по обмотках трансформаторів струму, та їх значення;
- результати вимірювання характеристик ізоляції обмоток, а також хроматографічного аналізу газів у маслі;
- термограми попередніх термографічних зйомок та ін.

Тепловізійний контроль трансформаторів струму рекомендується проводити з урахуванням деяких вимог:

- Для трансформаторів струму тепловізійний контроль є допоміжним засобом оцінки як теплового стану трансформаторів струму загалом, і його окремих ділянок. При виявленні теплових аномалій в ізоляції обмоток трансформаторів струму остаточний висновок повинен робитися на підставі аналізу всього комплексу вимірювань: термограми нагріву,  $\text{tg}\delta$  ізоляції, показників якості масла, хроматографічного аналізу газів в олії, вмісту вологи вмісту паперової ізоляції обмоток і т.п. тривалості та умов експлуатації

трансформаторів струму.

- Тепловізійний контроль трансформаторів струму всіх конструктивних виконань з тривалим періодом експлуатації (20 років і більше) рекомендується проводити щорічно, переважно до літнього періоду максимуму температур.

- Контроль за допомогою тепловізора кожної фази трансформаторів струму здійснюється як мінімум з трьох точок, що віддаляються один від одного на 120 °С.

-При тепловизионном контролі має здійснюватися пофазне порівняння температур, виміряних у однакових зонах лежить на поверхні покришок трансформаторів струму.



Рисунок 2.1 – Тепловізійний контроль трансформаторів струму.

У тих випадках, коли різниця виміряних температур фаз перевищує 0,3 °С, повинні бути вжиті додаткові заходи щодо з'ясування причини подібної аномалії: проведені повторні тепловнознанні вимірювання за більш сприятливих погодних умов, за іншого струмового навантаження, перевірена симетричність струмів у

фазах і т.д.

Загальне підвищене нагрівання однієї з фаз трансформаторів струму може бути обумовлений залишковим намагнічування магнітопроводу трансформаторів струму при проходженні по ньому струму КЗ. У цьому випадку рекомендується розмагнічувати магнітопровід з повторенням тепловізійного контролю трансформаторів струму .

У тих випадках, коли за температурою, виміряною на поверхні покоришки трансформаторів струму, здійснюється перерахунок до значення  $\text{tg}\delta$  ізоляцій обмоток за методикою Лененерго, необхідно звертати увагу на можливість похибки за рахунок впливу теплового відображення ребер покоришки або виділення відпливу навантаження, що протікає через трансформатор струму.

Поряд з визначенням за допомогою тепловізора стану внутрішньої ізоляції обмоток маслонаповнених трансформаторів струму, проводиться також вимірювання температури нагріву в місцях приєднання зовнішніх ланцюгів затискачів трансформаторів струму та оцінка стану внутрішнього перемикаючого пристрою.

У першому випадку використовують як критерії граничні температури нагріву (перевищення температури). Нагрівання контактів внутрішнього перемикаючого пристрою викликає появу підвищеної температури на поверхні розширювача.

Оцінка стану внутрішніх перемикачів трансформаторів струму повинна здійснюватися порівнянням між собою температур на поверхні розширювача трьох фаз. Перевищення температури поверхні розширювача трансформаторів струму більш як  $10 - 15$  °С може бути зумовлено аварійним внутрішнім дефектом перемикача.



### 2.1.2 Хроматологічний аналіз трансформаторного масла

Трансформаторне масло – очищена фракція нафти, що використовується для заповнення силових агрегатів, трансформаторів, реакторів та масляних вимикачів. Ця мінеральна речовина є електричним ізолятором, що захищає вузли від перегріву та впливу води. Від його якості безпосередньо залежить термін експлуатації обладнання, зносостійкість та ресурс техніки [9].

Хроматографічний аналіз трансформаторної олії – один із найефективніших методів ранньої діагностики стану ізоляційних рідин. Він ґрунтується на роботі з розчиненими газами, які є наслідком розкладання ізоляції. Як правило, для проведення аналізу необхідне визначення таких газів, як водень, азот, кисень, етилен, ацетилен, оксид та діоксид вуглецю, метан. Чим якісніше виконаний хроматографічний аналіз, тим достовірніші дані про стан ізоляційної системи.

Вперше цей вид дослідження був застосований у 70-х роках минулого століття в Англії. Перший досвід виявився успішним, тому далі хроматографічний аналіз почав використовуватись у більшості розвинених країн.

При дії аномальних навантажень термічного та електричного характеру в ізоляції трансформаторів виникають та розвиваються ушкодження у вигляді локальних перегрівів та часткових розрядів, що переходять у дуговий розряд. Енергія, що виділяється при цьому, викликає руйнування ізоляційної рідини з утворенням продуктів, званих дефектними газами. Аналіз трансформаторного масла на наявність дефектних газів і визначення їх концентрації дозволяє обслуговуючому персоналу своєчасно розпізнати дефект, що розвивається до того, як він, прогресуючи, призведе до аварійного відключення обладнання, що завжди пов'язано з економічними втратами [9].

Процеси термічного розкладання ізоляції та її руйнування електричними розрядами призводять до виділення газів, що розчиняються в маслі. Кожному

виду дефекту відповідає характерний набір газів.

В даний час випускається великий спектр хроматографічних установок, що дозволяють проводити аналіз вмісту води та розчинених газів. Основний недолік більшості з цих установок - неможливість отримувати інформацію в режимі on-line - в режимі реального часу, оскільки між відбором проби олії та отриманням результатів аналізу проходить досить тривалий час.

Вітчизняні установки, що містять хроматограф, пробовідбірники, програмне забезпечення результатів аналізу та різне допоміжне обладнання, розроблені у ВНДІЕ (НВФ «Електра»). Ці установки дозволяють виявляти шкідливі компоненти за наступної нижньої концентрації: вода - 2,0 г/т, повітря - 0,03 %, водень - 0,0005 %, метан, етан, етилен - 0,0001 %, ацетилен - 0,00005 %, оксид та діоксид вуглецю - 0,002 % [9].

Принцип дії існуючих установок безперервної діагностики ґрунтується на вимірі об'єму всіх розчинених в маслі газів або на визначенні його об'ємного опору.

За кордоном набули поширення встановлення безперервної дії HYDRAN фірми «Syprotec Corp» (США) різних модифікацій, які також підключаються безпосередньо до трансформатора. Вони вимірюють сумарну концентрацію горючих газів та перераховують її у водневий еквівалент. Математичне забезпечення установок дозволяє аналізувати дані, що надходять, і прогнозувати розвиток дефектів, які можуть призвести до аварії трансформатора.

Для контролю стану герметичних трансформаторів і вводів, були розроблені мікропроцесорні датчики тиску і температури, що встановлюються за допомогою штуцерів безпосередньо на баку або вводах. Вони вимірюють температуру та тиск олії в місці встановлення та з'єднуються з системою діагностики. Зниження тиску нижче норми свідчить про наявність течі олії, а підвищення тиску та (або) температури - про внутрішнє пошкодження у

трансформаторі або вводах. Швидкість зміни контрольованих параметрів свідчить про рівень серйозності ушкодження [9].

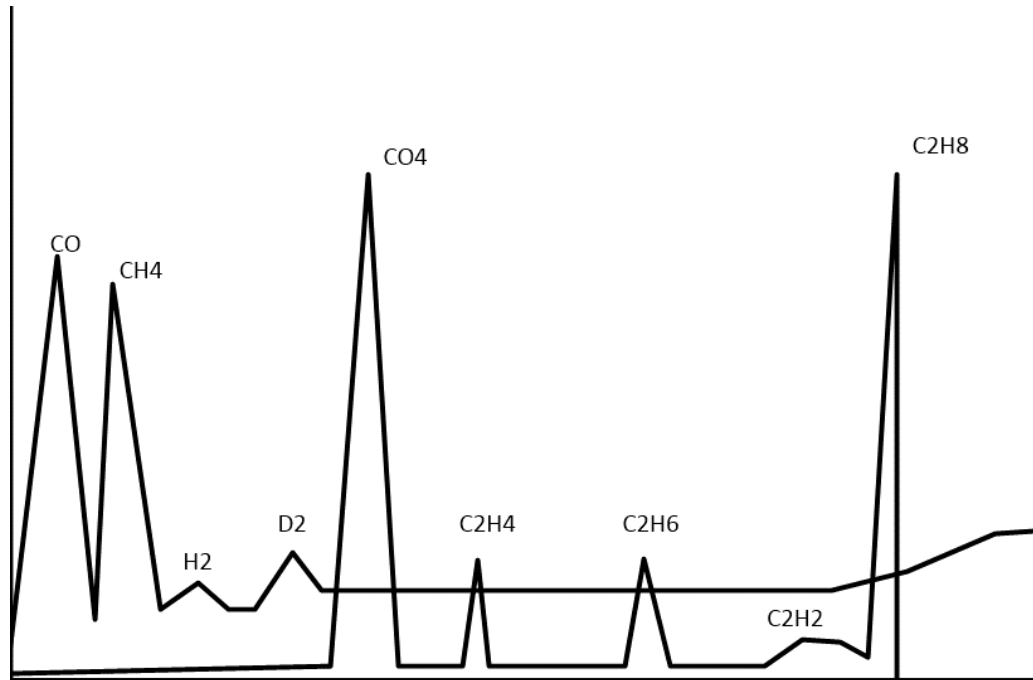


Рисунок 2.2 – Хромограма аналізу контрольної суміші газів

Аналіз проводиться за допомогою насадочних колонок і детекторів відповідно полум'яно-іонізаційного (ПІД) з метанатором та теплопровідністю (ДТП) згідно з нормативними документами: РД 34.46.303-98 - Методичні вказівки з підготовки та проведення хроматографічного аналізу газів, розчинених у маслі силових трансформаторів РД 34.46.302-89 - Методичні вказівки з діагностики дефектів, що розвиваються за результатами хроматографічного аналізу газів, розчинених в олії силових трансформаторів, РД 34.51.304-94 - Методичні вказівки щодо застосування в енергосистемах тонкошарової хроматографії для оцінки залишкового ресурсу тверд у трансформаторній олії. До складу комплексу входять хроматограф «Кристалюкс - 4000» з аналітичним модулем ПІД/ДТП, метанатор, 10-ходовий кран-дозатор, хроматографічні

колонки, програма обробки хроматографічної інформації, програма діагностики дефектів трансформатора, персональний комп'ютер, принтер, пристрої для підготовки проб для формування та подачі газів та балон з перевірочними сумішами. Пристрої для підготовки проб включають: кран для заповнення шприца газом-носієм, пристрій для досягнення рівноваги в шприці, шприци для відбору, транспортування і зберігання масла.

До переваг такого аналізу відносять можливість діагностики з високим ступенем достовірності дефектів, що розвиваються в трансформаторі, які викликаються локальними перегрівками та (або) електричними розрядами. Одночасно з цим метод має і свої недоліки, які виражаються у відносно великому часі вимірювань, суттєвих матеріальних витратах та потреби у хімічних реактивах. Наявність перерахованих недоліків поки що не дозволяє включити хроматографічний аналіз до програми експрес-аналізу трансформаторної олії.

Для отримання якомога достовірніших результатів необхідно коректно виконувати відбір проб, проводити зберігання та транспортування проб у місце проведення аналізу.

## **2.2 Алгоритм діагностування ВТС**

Проведення оперативного діагностування трансформаторів струму в умовах неповноти даних на момент визначення поточного стану трансформатора струму пов'язано з необхідністю продовження експлуатації зношеного електрообладнання (ЕО) енергопідприємств.

Огляд зовнішнього стану (перший рівень оцінювання технічного стану ТС) забезпечує спрощену оцінку. Він дозволяє виявити: протікання масла, суттєві пошкодження фарфорової покритишки вводу та інші дефекти.

На другому рівні здійснюється контроль технічного стану не лише зовнішніх елементів ТС, а і внутрішніх складових ТС, їх вузлів і елементів (наприклад,

шляхом дослідження проб масла), а також шляхом визначення технічного стану ТС в об'ємі міжремонтних випробувань. Другий рівень потребує високої кваліфікації персоналу і оперування значними об'ємами спеціальної інформації. Таке діагностування здійснюється або представниками експлуатуючих підприємств або шляхом залучення спеціалізованих організацій. На цьому рівні ставиться мета більш точно, ніж на першому рівні, оцінити фізичне і моральне зношування ТС для обґрунтування можливості подальшої експлуатації, а також фіксації внутрішніх дефектів, як на початковій стадії їх розвитку, так і вже розвинених - аварійних. Для підвищення ефективності проведених робіт використовують інформаційну систему (ІС), організовану на базі персонального комп'ютера (ПК) і складену із реляційної бази даних (БД), бази знань і експертної системи (ЕС).

Діагностування ТС передбачає три етапи досліджень:

- лабораторний - фізико-хімічний аналіз (ФХА) трансформаторного масла ТС; аналіз розчинених у маслі газів та хроматографічний аналіз розчинених у трансформаторному маслі уводу газів (ХАРГ) [10-13] ;
- випробовування ТС і контроль параметрів з відключенням і без відключення напруги;
- статистичний – діагностування ТС за результатами досліджень і експертних оцінок стану ТС з використанням БД і БЗ.

Так на лабораторному етапі виконується зовнішній огляд; відбираються проби масла; обробляються результати ФХА та ХАРГ, заповнюються відповідні форми для збереження цих результатів в БД. Аналіз проб виконується з метою визначення параметрів масла, які характеризують:

- а) трансформаторне масло, як елемент ізоляції і охолоджуючого середовища ТС;
- б) технічний стан інших внутрішніх складових ТС.

Аналіз проб масла, як елементу ізоляції виконується в відповідності з вимогами [14]. Результати лабораторних досліджень дозволяють виділити такі стани масла, як «нормальний стан масла» та «область ризику».

Перший стан відповідає інтервалу від значень після заливання в ТС до значень, які обмежують область нормального стану масла в експлуатації (з урахуванням значень гранично допустимих параметрів масла, яке заливається в ТС, визначених діючими нормативними документами [15]). На цьому інтервалі можна гарантувати надійну роботу ТС при контролі діагностичних параметрів, наприклад: пробивної напруги, кислотного числа та температури спалаху в закритому об'ємі.

Експертні системи на основі записаних в БЗ структурованих знань - правила, які забезпечують необхідну інформаційну підтримку, що базується на досвіді висококваліфікованих експертів і необхідних даних із БД.

Приклад 1. ЯКЩО температура спалаху старого масла знижується,  
ТО є локальні внутрішні перегріву.

Пояснення: під дією високої температури масло розкладається без доступу кисню.

Приклад 2. ЯКЩО понизилась електрична міцність масла,  
ТО при перегріві твердої ізоляції підвищеної вологості, волога переходить з твердої ізоляції в масло.

Пояснення: «область ризику» відповідає інтервалу від значень в області нормального стану масла до граничних допустимих значень показників якості масла в експлуатації. Погіршення навіть одного з багатьох показників приводить до пониження надійності ТС. В цьому випадку потрібен більш частий і розширений контроль для прогнозування терміну служби і прийняття спеціальних заходів по відновленню експлуатаційних властивостей масла. Таким способом можна відвернути заміну ТС і не виводити ТС в ремонт.

Пониження стабільності масла, як охолоджуючого середовища, в результаті окислення приводить до потемніння і помутніння, з'являються низькомолекулярні кислоти, які негативно впливають на ізоляцію, виникає корозія металу, випадає осад і підвищується в'язкість, що погіршує умови охолодження ТС. Ще один приклад правила з БЗ:

Аналіз проб масла як джерела інформації про стан ТС заснований на двох стадіях діагностування ТС з метою виявлення дефектів, що розвиваються за результатами ХАРГ.

Перша стадія – визначення методом хроматографії концентрації розчинених діагностичних газів. Такими газами можуть бути: водень, метан, етан, етилен, ацетилен, оксид вуглецю, вуглекислий газ, азот. Отримані в результаті аналізу дані про концентрацію газів вводяться в БД. В ній знаходяться значення верхніх меж концентрації діагностичних газів – норми, взяті із нормативних документів, опублікованих досліджень і наукових робіт. Порівняння отриманих результатів з нормами є діагностичною оцінкою на другій стадії дослідження.

Вихід параметрів масла за гранично допустимі межі відповідає певним видам дефектів ТС, наприклад: локальні нагриви, часткові розряди, іскріння контактів, зволоження, забруднення і старіння масла і твердої ізоляції [16].

БД, поряд з іншою інформацією, містить граничні значення концентрації деяких газів в маслі ТС, які перебувають в експлуатації. Так, в таблиці 2.1 наведені деякі граничні значення для ТС 220-330 кВ, що знаходяться в експлуатації.

Таблиця 2.1 – Норми концентрації деяких газів в трансформаторному маслі герметичних ТС, мкл/л

H <sub>2</sub>	CO	CO <sub>2</sub>	C <sub>2</sub> H <sub>4</sub>	C <sub>2</sub> H <sub>6</sub>	CH <sub>4</sub>	C <sub>2</sub> H <sub>2</sub>
600	800	3000	140	60	30	<1

У міру розвитку дефекту концентрація розчинених у маслі газів зростає.

Оскільки норми визначалися емпірично й мають статистично-імовірнісну зглаженість, а результати аналізу проб масла залежать від багатьох факторів (особливостей роботи уводу, засобу відбору масла, обсягу й способу зберігання проб масла, виду газу-носія, особливостей конструкції газоаналізатора (хроматографа), виду опису отриманих даних, тривалості дослідження, кваліфікації персоналу й ін.), то результат порівняння з нормою є умовно вірним. Тому для компенсації впливу перерахованих факторів невизначеності та спрощення порівняння різних форм подання результатів контролю та вимірювань діагностичних параметрів, дані норми й результати аналізу за допомогою розрахунків у системі управління базами даних (СУБД) представлені у вигляді лінгвістичних змінних та згруповані в нечіткі множини так, що кожен результат вимірювань чи контролю належить до тієї, чи іншої множини зі своїм значенням функції належності до цієї множини. Діапазон зміни концентрації характерних газів, що виділяються з появою дефектів, представлений у вигляді лінгвістичної змінної [16]

Терм-множинам  $T_i$  присвоєні лінгвістичні значення, які ідентифікують концентрацію газу:  $T_R$  – нехарактерний газ [1];  $T_{LR1}$  – мала концентрація газу;  $T_{LR2}$  – висока концентрація газу;  $T_L$  — основний газ[16].

$$G^i = \langle T'_R, T'_{LR1}, T'_{LR2}, T'_L \rangle, \quad (2.1)$$

У виразі (2.1):  $i$  – номер газу: 1 – водень ( $H_2$ ), 2 – метан ( $CH_4$ ), 3 – етан ( $C_2H_6$ ), 4 – етилен ( $C_2H_4$ ), 5 – ацетилен ( $C_2H_2$ ), 6 – оксид вуглецю ( $CO$ ), 7 – вуглекислий газ ( $CO_2$ ) і т.п.;  $T = \mu(x)$  – терм-множина, що характеризується лінгвістичною змінною та значенням функції приналежності  $\mu$  до відповідної



нечіткої множини концентрацій газів ( $x$ ), а значення функції приналежності ( $\mu(x)$ ) результату вимірювань досліджуваного газу до відповідної нечіткої множини концентрацій газу, в свою чергу, залежить від концентрації газу  $x$ ;  $R = f(\beta)$ ,  $L = f(\alpha)$ ,  $LR = f(\alpha, \beta)$  – види нечітких множин з функціями належності, графіки яких мають трикутну форму (рис.2.3) [17] і описуються рівняннями (2.2)

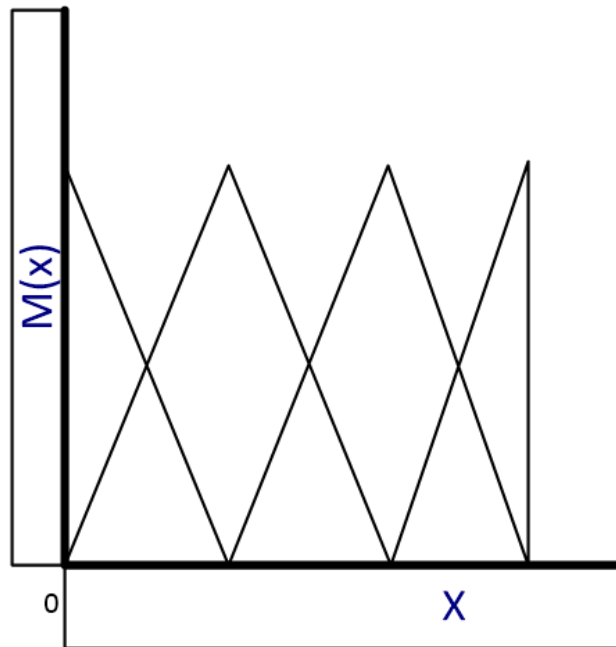


Рисунок 2.3 – Графіки функцій належності, які відповідають термам-множинам лінгвістичних змінних досліджуваного газу

$$G^i = \langle T'_R, T'_{LR1}, T'_{LR2}, T'_L \rangle, \quad (2.2)$$

Ці графіки мають, відповідно, праву, або ліву (табл. 2.1) спадаючу частини (характеризуються параметрами  $\alpha$  або  $\beta$ ), а також мають дві спадаючі частини (характеризуються параметрами  $\alpha$  та  $\beta$ )

Віднесення отриманих результатів ХАРГ до відповідних нечітких множин з

найбільшими значеннями функцій належності, порівняння отриманих результатів із нормами (з використанням) дозволяє зробити висновок про наявність або відсутність внутрішніх пошкоджень в ТС.

На основі нормативних даних складені таблиці терм-множин норм газів, що виділяються при різних внутрішніх дефектах у ТС і дефектів, які визначаються по сполученнях цих терм-множин (таблиця 2.2). Дефекти ідентифікуються класом  $k$  і номером  $j$ .

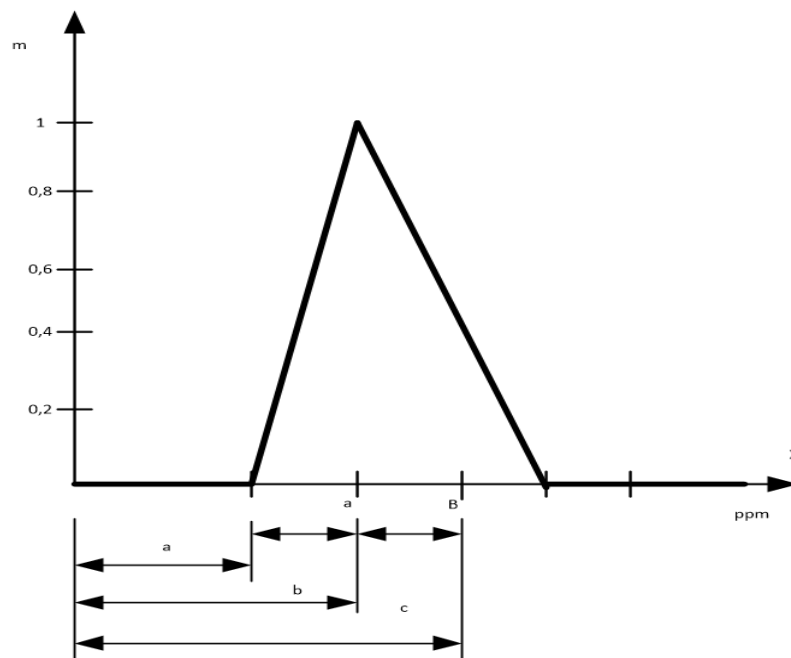


Рисунок 2.4 – Графік функції належності трикутної форми

Таблиця 2.2 – Терм-множини норм газів, що виділяються при різних внутрішніх дефектах

H <sub>2</sub>	CH <sub>4</sub>	C <sub>2</sub> H <sub>6</sub>	C <sub>2</sub> H <sub>4</sub>	C <sub>2</sub> H <sub>2</sub>	CO	CO <sub>2</sub>	Терм-множина дефектів $D^{(j)}_k$
1	2	3	4	5	6	7	8
Руйнування масла електричними розрядами $D^{(1)}_k$							
T <sup>1</sup> <sub>L</sub>	T <sup>2</sup> <sub>LR2</sub>	T <sup>3</sup> <sub>R</sub>	T <sup>4</sup> <sub>LR2</sub>	T <sup>5</sup> <sub>L</sub>	T <sup>8</sup> <sub>R</sub>	T <sup>9</sup> <sub>R</sub>	$D^{(1)}_1$
T <sup>1</sup> <sub>L</sub>	T <sup>2</sup> <sub>LR2</sub>	T <sup>3</sup> <sub>R</sub>	T <sup>4</sup> <sub>R</sub>	T <sup>5</sup> <sub>LR2</sub>	T <sup>8</sup> <sub>R</sub>	T <sup>9</sup> <sub>R</sub>	$D^{(1)}_2$
Руйнування просоченого маслом паперу електричними розрядами $D^{(2)}_k$							
T <sup>1</sup> <sub>L</sub>	T <sup>2</sup> <sub>LR2</sub>	T <sup>3</sup> <sub>R</sub>	T <sup>4</sup> <sub>LR2</sub>	T <sup>5</sup> <sub>L</sub>	T <sup>8</sup> <sub>LR2</sub>	T <sup>9</sup> <sub>LR2</sub>	$D^{(2)}_1$
T <sup>1</sup> <sub>L</sub>	T <sup>2</sup> <sub>LR2</sub>	T <sup>3</sup> <sub>R</sub>	T <sup>4</sup> <sub>R</sub>	T <sup>5</sup> <sub>LR2</sub>	T <sup>8</sup> <sub>LR2</sub>	T <sup>9</sup> <sub>LR2</sub>	$D^{(2)}_2$
Локальні перегріву в маслі $D^{(3)}_k$							
T <sup>1</sup> <sub>R</sub>	T <sup>2</sup> <sub>LR1</sub>	T <sup>3</sup> <sub>L</sub>	T <sup>4</sup> <sub>LR2</sub>	-	T <sup>8</sup> <sub>R</sub>	T <sup>9</sup> <sub>R</sub>	$D^{(3)}_1$
T <sup>1</sup> <sub>LR2</sub>	T <sup>2</sup> <sub>LR1</sub> , T <sup>2</sup> <sub>LR2</sub>	T <sup>3</sup> <sub>R</sub>	T <sup>4</sup> <sub>L</sub>	T <sup>5</sup> <sub>R</sub>	T <sup>8</sup> <sub>R</sub>	T <sup>9</sup> <sub>R</sub>	$D^{(3)}_2$
T <sup>1</sup> <sub>LR2</sub>	T <sup>2</sup> <sub>LR1</sub> , T <sup>2</sup> <sub>LR2</sub>	T <sup>3</sup> <sub>R</sub>	T <sup>4</sup> <sub>L</sub>	T <sup>5</sup> <sub>LR1</sub> , T <sup>5</sup> <sub>LR2</sub>	T <sup>8</sup> <sub>R</sub>	T <sup>9</sup> <sub>R</sub>	$D^{(3)}_3$
T <sup>1</sup> <sub>R</sub>	T <sup>2</sup> <sub>LR1</sub>	T <sup>3</sup> <sub>L</sub>	T <sup>4</sup> <sub>LR2</sub>	-	T <sup>8</sup> <sub>LR1</sub> , T <sup>8</sup> <sub>LR2</sub>	T <sup>9</sup> <sub>L</sub>	$D^{(3)}_4$

Таблиця 2.3 – Дефекти трансформаторів струму виявлені по сполученнях терм - множин газів у трансформаторному маслі

Руйнування масла електричними розрядами ( $D^{(1)}_j$ )	
$D^{(1)}_1$	Іскровими
$D^{(1)}_2$	Частковими
Руйнування просоченого маслом паперу електричними розрядами ( $D^{(2)}_j$ )	
$D^{(2)}_1$	Іскровими
$D^{(2)}_2$	Частковими
Локальні перегриви в маслі ( $D^{(3)}_j$ )	
$D^{(3)}_1$	до 300 °С
$D^{(3)}_2$	від 300 до 700 °С
$D^{(3)}_3$	понад 700 °С
$D^{(3)}_4$	локальний перегрів просоченого маслом паперу при температурі 300 °С

Дефекти ідентифікуються СУБД за поточними (таблиця 2.4) та нормативними значеннями діагностичних параметрів (таблиця 2.5).

Таблиця 2.4 – Індксація критеріїв по ключовому полю діагностичних критеріїв

Терм-множина дефекту $D^{(4)}_j$	Дефект
$D^{(4)}_1$	Норма
$D^{(4)}_2$	Часткові розряди з низькою густиною енергії
$D^{(4)}_3$	Часткові розряди з високою густиною енергії
$D^{(4)}_4$	Розряди малої потужності
$D^{(4)}_5$	Розряди великої потужності
$D^{(4)}_6$	Термічний дефект низької температури до 150 °С
Терм-множина	Дефект
$D^{(4)}_7$	Термічний дефект низької температури в діапазоні
$D^{(4)}_8$	Термічний дефект в діапазоні середній температур 300 – 700 °С
$D^{(4)}_9$	Термічний дефект високої температури (>700°С)

Таблиця 2.5 – Діагностичні нормативні критерії пошкоджень трансформаторів струму

$\text{CH}_4/\text{H}_2$	$\text{C}_2\text{H}_4/\text{C}_2\text{H}_6$	$\text{C}_2\text{H}_2/\text{C}_2\text{H}_4$	Терм-множина дефекту $D^{(4)}_j$
0,1-1	$\leq 1$	<0,1	$D^{(4)}_1$
<0,1	$\leq 1$	<0,1	$D^{(4)}_2$
<0,1	$\leq 1$	0,1-3	$D^{(4)}_3$
0,1-1	$\geq 1$	<0,1	$D^{(4)}_4$
0,1-1	$\geq 3,0$	0,1-3	$D^{(4)}_5$
0,1-1	1,0÷3,0	<0,1	$D^{(4)}_6$
$\geq 1,0$	$\leq 1$	<0,1	$D^{(4)}_7$
$\geq 1,0$	1,0÷3,0	<0,1	$D^{(4)}_8$
$\geq 1,0$	$\geq 3,0$	<0,1	$D^{(4)}_9$

Для прогнозування можливості подальшого розвитку виявлених дефектів та можливості експлуатації ТС необхідно оцінити динаміку й швидкість зміни концентрації розчинених газів.

Приклад 3. Формування бази знань.

БЗ: Досвід експлуатації (ХАРГ)

ЯКЩО кількість газів, що утворюються при розкладанні масла від часткових розрядів, зростає,

ТО збільшується інтенсивність часткових розрядів.

Пояснення. Небезпечний дефект. Газові бульбашки не встигають розчинитися в маслі, тому часткові розряди відбуваються в газовому середовищі.

Приклад 4. Формування бази знань.

ЯКЩО швидкість зростання концентрації розчиненого у маслі газу перевищує 10% на місяць,

ТО розвивається небезпечний дефект.

Приклад 5. Формування бази знань.

ЯКЩО швидкість зростання концентрації діагностичного газу значно перевищує 10% на місяць,

ТО терміново необхідно вживати заходи щодо усунення дефекту.

Далі уточнюються й виявляються інші дефекти, повніше оцінюється стан ТС. Проводяться розбирання ТС з метою виявлення місця дефекту.

Приклад 6. Формування бази знань.

БЗ: Досвід експлуатації (технічне діагностування засобами інфра-червоної техніки)

ЯКЩО виявлені перегриви конструктивних елементів ТС,

ТО можливе ослаблення болтових з'єднань (апаратний затиск уводу).

Необхідно виявити місця нагріву та причину пошкодження.

Результати дослідження вносяться в БД і ці результати є підставою для наступного етапу діагностування.

Аналітична частина другого рівня дослідження полягає в обґрунтуванні прийнятого рішення про стан ТС та можливості його подальшої експлуатації.

Приклад 7. Формування бази знань.

ЯКЩО при ХАРГ виявлено значну кількість CO<sub>2</sub>,

ТО можливими причинами цього можуть бути:

- 1) сильне старіння масла;
- 2) перевантаження ТС понаднормовим струмом.

Пояснення. Необхідно враховувати дані тестового дослідження, рекомендації заводу-виробника, статистику пошкоджень ТС даного типу, порівняльний аналіз подібних ТС, що працюють у схожих умовах.

Приклад 8. Формування бази знань.

ЯКЩО в маслі ТС підвищений вологовміст

ТО ТС підлягає ремонту з сушінням масла та паперово-масляної ізоляції.

На основі отриманих результатів діагностування приймається одне з рішень:

1) продовжити експлуатацію ТС відповідно до планової системи технічного обслуговування й ремонтів. При цьому контрольовані параметри повинні відповідати вимогам нормативних документів;

2) продовжити експлуатацію ТС з більш частими перевірками технічного стану (відхилення від норми деяких параметрів вимагають оцінки швидкості розвитку процесу на відносно тривалому відрізку часу, який може виявитись меншим за встановлений відповідними нормативами);

3) перейти до наступного рівня дослідження для визначення складу й обсягу ремонту ТС, оскільки є дефекти, що не дозволяють продовжити експлуатацію без їх усунення шляхом ремонту ТС з його розбиранням.

Спеціалізована діагностика й ревізія здійснюються персоналом

спеціалізованих ремонтних підрозділів або організацій. Цей рівень має велике значення для оцінки вірогідності результатів попередніх досліджень, їхнього вдосконалювання й поповнення БД і БЗ. У той же час ефективність цих заходів залежить від раніше отриманих результатів. За результатами діагностування приймається рішення про можливість та доцільність подальшої експлуатації ТС.

### **Висновки до другого розділу**

Інформаційна підтримка діагностування ТС скорочує час, що витрачається на дослідження технічного стану, ревізію й ремонт ТС, а також на виявлення та локалізацію можливих несправностей і дефектів, що розвиваються в ТС.

Для підвищення ефективності інформаційної підтримки потрібно застосовувати нові методи подання й обробки необхідної різномірної інформації.

Використання математичного апарату нечітких чисел дозволяє ідентично представляти й обробляти різні види кількісної і якісної, неповної, невизначеної, суперечливої й іншої інформації.

Інформаційні системи підтримки сприяють зменшенню обсягу робіт по діагностиці ТС, пов'язаних з відключенням ТС, підвищенню надійності й економічності електропостачання. У рамках проведених досліджень вдається поряд із спрощенням оцінки впливу дефектів упорядкувати рішення проблем, що виникають у життєвому циклі ТС, який ще не перейшов у категорію непрацездатних.



### 3 ВИЗНАЧЕННЯ ЗАЛИШКОВОГО РЕСУРСУ ТС

#### 3.1 Ймовірнісна математична модель коефіцієнта залишкового ресурсу ТС

Системи контролю трансформаторів струму, що існують на даний час використовують у своїх розрахунках відомі математичні моделі трансформаторів, однак ці моделі мають досить суттєвий недолік – вони не можуть визначити і врахувати функціональні зв'язки між багатьма з їх контрольованих діагностичних параметрів одночасно, в одній математичній моделі. Задача ускладнюється в умовах неповноти початкових даних, коли частина параметрів відома на момент розрахунків, наприклад, з причин необхідності проведення додаткових досліджень. Для встановлення таких зв'язків дуже конструктивною технологією є нечітке моделювання. Таке моделювання дозволяє одержувати більш достовірні результати в порівнянні з результатами роботи існуючих систем діагностування.

Якщо в результаті аналізу даних, наданих представниками цеху ремонтів ТС, з літературних джерел чи за даними служби ізоляції і т.п. буде зібрана інформація щодо деяких причини виведення в ремонт високовольтних маслонаповнених (з паперово-масляною ізоляцією конденсаторного типу) трансформаторів, то такі дані можна упорядкувати, наприклад так, як це показано таблиці (3.1) для герметичних ТС 330 кВ (таблиця причин виведення в ремонт ТС не повна з метою спрощення наступних пояснень методу прогнозування визначення коефіцієнту загального залишкового ресурсу ТС).

В таблиці (3.1) під контрольованим діагностичним параметром розуміємо параметр, відхилення якого від норми сприяло виведенню ТС в ремонт або враховулось при виведенні ТС в ремонт. В якості діагностичних параметрів в таблиці (3.1) приведені: параметри, які характеризують стан паперово-масляної

ізоляції, стан деталей ТС, які відповідають за герметизацію ТС, стан компенсатора тиску.

Параметри, які характеризують стан паперово-масляної ізоляції:  $C_x$  – ємність паперово-масляної ізоляції [10],  $R$  – активний опір паперово-оливної ізоляції [10],  $tg(\delta)$  – тангенс кута діелектричних втрат в паперово-масляній ізоляції [10],  $\varepsilon$  [11],  $T_1$  – зростання температури покриття внаслідок падіння бандажей,  $T_2$  – зростання температури в області вимірювального виводу,  $T_3$  – загальний нагрів покриття уводу, наприклад, внаслідок погіршення значень параметрів ізоляції ТС [11],  $T_4$  – нагрів верхньої частини покриття (вище з'єднання) у ТС з набірними верхніми покриттями, внаслідок порушень в циркуляції трансформаторного масла у ТС [15], хроматографічний аналіз розчинених газів (ХАРГ) масла – понаднормована зміна вмісту розчинених в трансформаторному маслу ТС газів, або понаднормова зміна відношень вмісту розчинених в трансформаторному маслі ТС газів [10,14,16], фізико-хімічний аналіз (ФХА) масла – ряд випробовувань, що передбачає визначення пробивної напруги, густини, температури спалаху масла а також на перевірка наявності у ньому механічних домішок та води, комплексна провідність  $Y$  ізоляції, реальний коефіцієнт трансформації  $KT$  – відношення первинного струму до вторинного, що виявляє наявність замкнень між витками а також зміну намагнічу вальної характеристики магнітопровода.

Проаналізувавши дані таблиці 3.1 та літературні джерела нами була створена схема, яка показує залежний, або не залежний вплив діагностичних параметрів на коефіцієнт загального залишкового ресурсу ТС.

На рис. 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 ТС.

Таблиця 3.1 – Причини виведення в ремонт трансформаторів струму

Елемент ТС	Діагностичний параметр		Кількість ремонттованих ТС, що мають понаднормове значення діагностичного параметра	
	Позначення	Назва параметра	штук	%
Паперово-масляна ізоляція	$C_x$	Ємність паперово-масляної ізоляції	1	1
	$Y$	Комплексна провідність ізоляції	6	5
	$R$	Активний опір ізоляції ТС	2	1
	$tg(\delta)$	тангенс кута діелектричних втрат в паперово-масляній ізоляції	12	10
	$T_3$	нагрів покриття уводу, наприклад, внаслідок погіршення значень параметрів ізоляції	2	1
Трансформаторне масло	$XAPГ$	за результатами хімічного аналізу розчинених в трансформаторному маслі газів	17	15
	$\Phi X A$	За результатами фізико-хімічного аналізу масла		

Продовження таблиці 3.1

Елемент ТС	Діагностичний параметр		Кількість ремонтіваних ТС, що мають понаднормове значення діагностичного параметра	
	Позначення	Назва параметра	штук	%
Компенсатор тиску	$T_1$	зростання температури покриття внаслідок падіння бандажей	6	5
Пристрій зміни коефіцієнту трансформації	$T_2$	Нагрів пристрою зміни коефіцієнта трансформації	65	55
	$KT$	Зміна реального коефіцієнта трансформації, зростання абсолютної похибки	3	3
Вимірювальний вивід	$T_2$	зростання температури в області вимірювального виводу	3	3
Разом			119	100

На рис. 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 ТС.

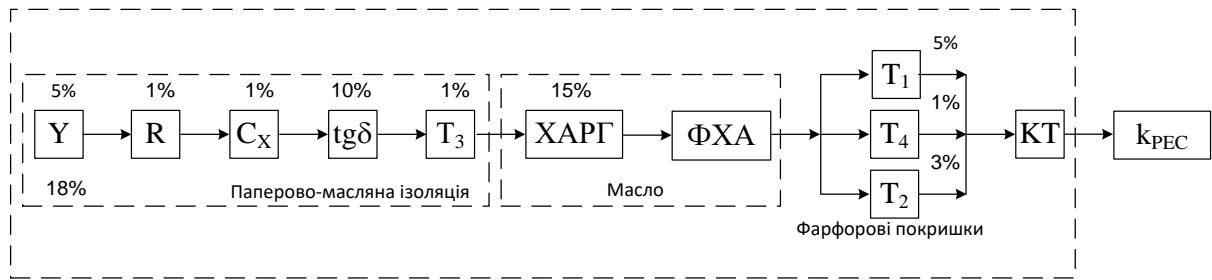


Рисунок 3.1 – Структурна схема моделі коефіцієнта залишкового ресурсу високовольтного уводу.

На рис. 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 ТС.

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

На рис. 3.1 послідовно позначені блоки з параметрами, відхилення яких від норми сприяло виведенню ТС в ремонт, а паралельно – блоки з параметрами, які сприяють виведенню ТС в ремонт за умови одночасного відхилення від норм цих параметрів, що зумовлено вимогами до надійності роботи ТС.

З метою отримання узагальненого показника залишкового ресурсу ТС, 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 ТС від моменту контролю його технічного стану до переходу у граничний стан коли діагностичний параметр досягає граничного значення, тобто залишковий технічний ресурс [19,20]. Коефіцієнт залишкового ресурсу  $k_i$  по  $i$ -му діагностичному параметру:

$$k_{i_l} = \left| \frac{x_{i_l,гран} - x_{i_l,ном}}{x_{i_l,гран} - x_{i_l,поч}} \right| \quad (3.1)$$

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

Так для герметичного ТС на клас напруги 330 кВ параметр  $tg(\delta)$  паперово – масляної ізоляції після ремонту дорівнював 0,2 %, а на момент контролю дорівнював 0,4 %, граничне значення цього параметру – 1,0 % [15]. Тому коефіцієнт залишкового ресурсу  $k_{tg(\delta)}$  по діагностичному параметру  $tg(\delta)$  визначається за виразом (3.2)

$$k_{tg(\delta)} = \left| \frac{1.0 - 0.4}{1.0 - 0.2} \right| = 0.75 (в.о.) \quad (3.2)$$

У загальному випадку структурна схема моделі коефіцієнта залишкового

ресурсу обладнання може мати вигляд показаний на рис. 3.2.

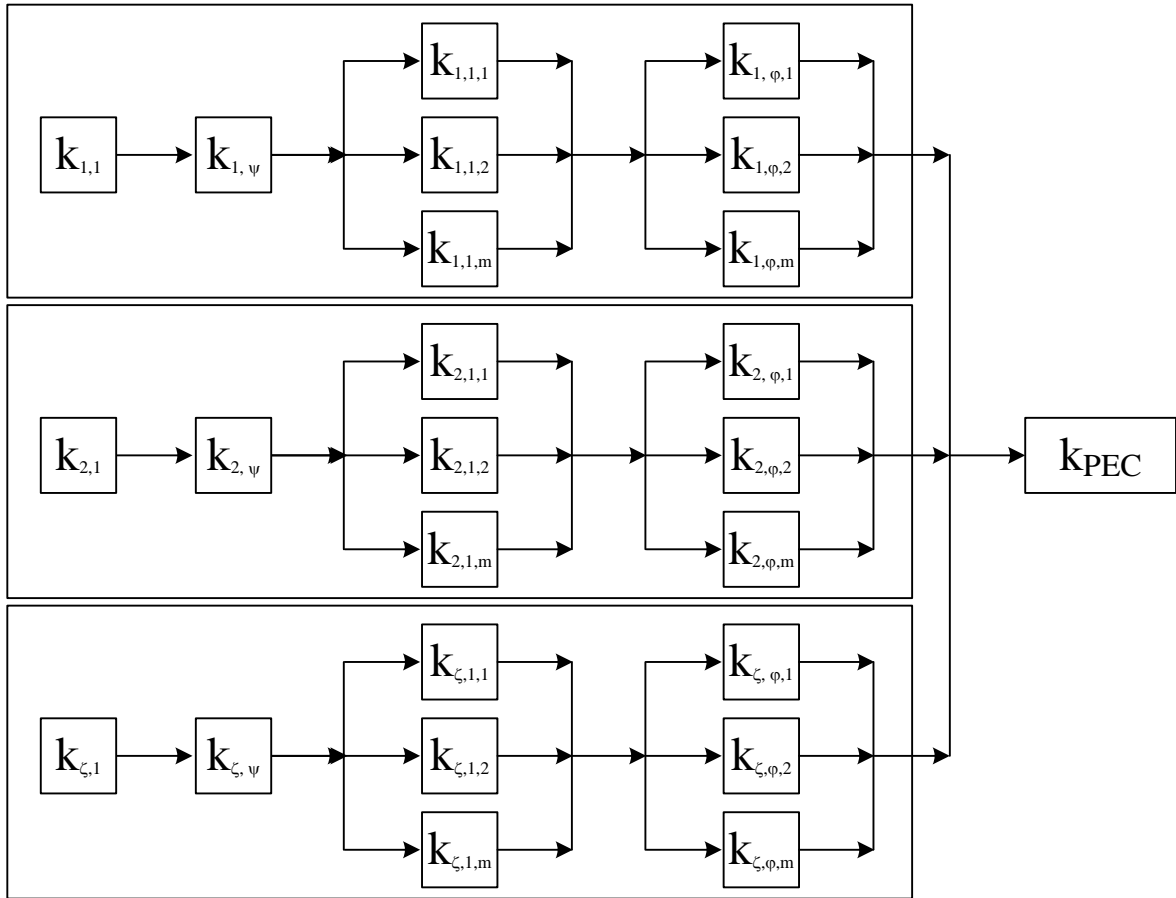


Рисунок 3.2 – Загальна структурна схема моделі коефіцієнта залишкового ресурсу обладнання.

У відповідності до рис. 3.2 коефіцієнт загального залишкового ресурсу обладнання визначається за виразом (3.3):

$$k_{ЗАГ.РЕС} = 1 - \sum_{\Theta=1}^{\zeta} \left\{ 1 - \left\{ \prod_{\chi=1}^{\psi} (k_{\Theta\chi}^{P_{\Theta\chi}}) \cdot \prod_{\lambda=1}^{\varphi} \left\{ 1 - \sum_{j1=1}^{m1} [(1 - k_{\Theta\lambda j1}) \cdot P_{\Theta\lambda j1}] \right\}^{P_{\Theta\lambda}} \right\} P_{\Theta} \right\} \quad (3.3)$$

де:  $j_1$  – номер блока в паралельній частині схеми, яка згортається;  $m_1$  –

кількість блоків в паралельній частині схеми, яка згортається;  $\lambda$  – номер блока в послідовній частині схеми яка складається зі згорнутих паралельних блоків;  $\varphi$  – кількість блоків в послідовній частині схеми яка складається зі згорнутих паралельних блоків;  $\chi$  – номер блока в послідовній частині схеми яка складається з не згорнутих блоків;  $\psi$  – кількість блоків в послідовній частині схеми яка складається з не згорнутих блоків;  $\Theta$  – номер блока в паралельній частині схеми яка складається зі згорнутих послідовно-паралельних блоків;  $\zeta$  – 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;  $p_{\Theta\lambda j_1}$  – ймовірність відхилення контрольованого параметра від норми у ТС 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;  $p_{\Theta\chi}$  – ймовірність відхилення контрольованого діагностичного параметра у блоку який не згортається у послідовній частині;  $p_{\Theta\lambda}$  – ймовірність відхилення групи контрольованих параметрів від норми у згорнутій групі яка містить паралельні блоки у ТС який виведений в ремонт;  $p_{\Theta}$  – ймовірність відхилення групи контрольованих параметрів від норми у згорнутій групі, яка містить послідовно-паралельні блоки у ТС, який виведений в ремонт.

У відповідності до рис. 3.2. здійснюємо згортання схеми за наступними виразами. Для послідовної частини схеми коефіцієнт загального залишкового ресурсу знаходиться за виразом (3.4) :

$$k_{pec} = \prod_{\tau=1}^{\nu} k_{\tau}^{p_{\tau}} \quad (3.4)$$



де:  $k_\tau$  – коефіцієнт залишкового ресурсу ТС по  $\tau$ -му діагностичному параметру,  $\tau$  –  $\tau$ -тий діагностичний параметр,  $\nu$  – кількість блоків у послідовній частині схеми рис. 3.2,  $p_\tau$  – ймовірність відхилень контрольованого параметру від гранично допустимого нормованого значення цього параметра [21] (3.5)

$$p_\tau = \frac{y_\tau}{m_2}, \quad (3.5)$$

де,  $y_\tau$  – кількість відхилень контрольованого параметру від гранично допустимого нормованого значення цього параметра, які були виявлені шляхом контролю  $\tau$ -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 (3.6):

$$k_{pec\Sigma} = I - \sum_{j=1}^{m_1} [(I - k_{pec,j}) p_j] \quad (3.6)$$

де:  $k_j$  – коефіцієнт залишкового ресурсу ТС по  $j$ -му діагностичному параметру,  $j$  –  $j$ -тий діагностичний параметр,  $m_1$  – кількість блоків у паралельній частині схеми, яка згортається (рис.3.2).

У відповідності до виразів (3.5) і (3.6) та коефіцієнта загального залишкового ресурсу ТС визначається за виразом (3.7):

$$k_{\text{заг.рес}} = k_Y^{p_Y} \cdot k_R^{p_R} \cdot k_{C_X}^{p_{C_X}} \cdot k_{tg(\delta)}^{p_{tg(\delta)}} \cdot k_{T_3}^{p_{T_3}} \cdot k_{ХАРГ}^{p_{ХАРГ}} \cdot k_{ФХА}^{p_{ФХА}} \cdot \left\{ 1 - \left[ (1 - k_{T_1}) \cdot p_{\text{нар.ч.}T_1} + (1 - k_{T_4}) \cdot p_{\text{нар.ч.}T_4} + (1 - k_{T_2}) \cdot p_{\text{нар.ч.}T_2} \right] \right\}^{p_{\text{УЗАГ.Ч.}T_1, T_4, T_2}} \cdot k_{КТ}^{p_{КТ}} \quad (3.7)$$

де:  $k_Y, k_R, k_{C_X}, k_{tg(\delta)}, k_{T_3}, k_{ХАРГ}, k_{ФХА}, k_{T_2}, k_{T_1}, k_{T_4}, k_{КТ}$  – відомі на момент розрахунку значення коефіцієнтів залишкового ресурсу відповідно по параметрам  $Y, R, C_X, tg(\delta), T_3, ХАРГ, ФХА, T_2, T_1, T_4, КТ$ ;  $p_Y, p_R, p_{C_X}, p_{tg(\delta)}, p_{T_3}, p_{ХАРГ}, p_{ФХА}$  – ймовірності відхилень значень діагностичних параметрів від граничних допустимих нормованих значень з урахуванням загальної кількості відхилень всіх діагностичних параметрах;  $p_{\text{нар.ч.}T_1}, p_{\text{нар.ч.}T_2}, p_{\text{нар.ч.}T_4}$  – ймовірності відхилень значень діагностичних параметрів від граничних допустимих нормованих значень з урахуванням загальної кількості відхилень діагностичних параметрів лише паралельної частини схеми;  $p_{\text{УЗАГ.Ч.}T_1, T_4, T_2}$  – ймовірність відхилення значень діагностичних параметрів від граничних допустимих нормованих значень для узагальненого (паралельної частини схеми) блоку (в послідовній частині схеми) з урахуванням загальної кількості відхилень діагностичних параметрів.

Так, у відповідності до табл. 3.1 :  $p_R=0,05$  в.о.,  $p_{C_X}=0,01$  в.о.,  $p_{tg(\delta)}=0,1$  в.о.,  $p_{T_3}=0,01$  в.о.,  $p_{ХАРГ}=0,15$  в.о.,  $p_{P_1}=0,55$  в.о.,  $p_{T_2}=0,03$  в.о.,  $p_{T_1}=0,05$  в.о.,  $p_{T_4}=0,01$  в.о.,  $p_{P_2}=0,03$  в.о.,

$$p_{\text{нар.ч.}T_1} = p_{T_1} / (p_{T_1} + p_{T_2} + p_{T_4}) = 0,55 \text{ в.о.} \quad (3.8)$$

$$p_{\text{нар.ч.}T_4} = p_{T_4} / (p_{T_1} + p_{T_2} + p_{T_4}) = 0,11 \text{ в.о.} \quad (3.9)$$

$$p_{\text{нар.ч.}T2} = p_{T2} / (p_{T1} + p_{T2} + p_{T4}) = 0,33 \text{ в.о.} \quad (3.10)$$

$$p_{\text{УЗАГ.ч.}T1,T4,T2} = p_{T1} + p_{T2} + p_{T4} = 0,09 \text{ в.о.} \quad (3.11)$$

### 3.2 Нейро-нечітка модель коефіцієнта залишкового ресурсу ТС

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 [17-23].

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 [17].

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

Тому, задача полягає у знаходженні не завжди відомих, нечітких взаємовпливів різних технічних параметрів на загальний технічний стан ТС і як можна точніше спрогнозувати динаміку розвитку пошкоджень і її вплив на загальний технічний стан.

На даному етапі розвитку сучасного комп'ютерного забезпечення, використання, для вирішення поставленої задачі, методів теорії нечітких множин є не складним завданням [24]. Це дає нам змогу врахувати значення різних

діагностичних параметрів при діагностуванні ТС 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 ТС, використовуючи яку відредагувати раніше створену ймовірнісну виборку навчальних даних за якими далі можна отримати аналітичну залежність коефіцієнту залишкового ресурсу ТС від діагностичних параметрів у вигляді поліному. Ця залежність може бути використана у програмному забезпеченні сучасних мікропроцесорних пристроїв діагностування ТС.

Формування початкових навчальних даних було проведено наступним чином.

Для одинадцяти вхідних параметрів моделі, які змінювались випадковим чином від 0 до 1, був визначений коефіцієнт загального залишкового ресурсу ТС. Для зручності застосування даних і спрощення поточних розрахунків у системі комп'ютерної математики MATLAB вхідні параметри моделі приводились до відносних одиниць їх відхилення від норми.

Одинадцять вхідних параметрів моделі – коефіцієнти залишкового ресурсу ТС, які відповідають одинадцяти діагностичним параметрам. Кількість параметрів може бути більшою.

Фрагмент результатів розрахунків приведений в табл. 3.2.

Таблиця 3.2 – Результати розрахунків коефіцієнта залишкового ресурсу ТС

Діагностичні параметри											Коефіцієнт Т залишкового ресурсу ТС
$k_W$ , в.о.	$k_R$ , в.о.	$k_{CX}$ , в.о.	$k_{ig(\delta)}$ , в.о.	$k_{T3}$ , в.о.	$k_{ХАРГ}$ , в.о.	$k_{P1}$ , в.о.	$k_{T2}$ , в.о.	$k_{T1}$ , в.о.	$k_{T4}$ , в.о.	$k_{P2}$ , в.о.	
0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
0	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	0
1	0	1	1	1	1	1	1	1	1	1	0
...	...	...	...	...	...	...	...	...	...	...	...
0,93	0,93	0,93	0,9	0,9	0,93	0,9	0,9	0,9	0,93	0,93	0,930063
Діагностичні параметри											Коефіцієнт Т залишкового ресурсу ТС
$k_W$ , в. о	$k_R$ , в. о.	$k_{CX}$ , в. о.	$k_{ig(\delta)}$ , в.о.	$k_{T3}$ , в.о.	$k_{ХАРГ}$ , в.о.	$k_{P1}$ , в.о.	$k_{T2}$ , в.о.	$k_{T1}$ , в.о.	$k_{T4}$ , в.о.	$k_{P2}$ , в.о.	
1	1	1	1	1	0,08	0,9	1	1	1	1	0,653953
1	1	1	1	1	0,07	0,9	1	1	1	1	0,644808
1	1	1	1	1	1	0,0	0,9	1	1	1	0,264758
1	1	1	1	1	1	0,0	0,9	1	1	1	0,248279
...	...	...	...	...	...	...	...	...	...	...	...
1	1	1	1	1	1	1	1	1	0,9	0,0	0,924798
1	1	1	1	1	1	1	1	1	0,9	0,0	0,927788
1	1	1	1	1	1	1	1	1	0,9	0,1	0,93044

Продовження таблиці 3.2

..	..	..	..	..	..	..	..	..	..	..	..	...
0,94	0,94	0,94	0,94	0,94	0,94	0,94	0,94	0,94	0,94	0,94	0,94	0,940
0,6	0,5	0,8	0,4	0,7	0,5	0,8	0,2	0,4	0,3	0,7		0,614
0,2	0,5	0,3	0,4	0,7	0,5	0,5	0,2	0,4	0,3	0,8		0,446
0,5	0,3	0,4	0,3	0,4	0,7	0,5	0,5	0,3	0,4	0,6		0,492

Повна таблиця (додаток В) містить варіанти сполучень діагностичних параметрів та відповідних їм значень загального залишкового ресурсу ТС. Далі у рядках цієї таблиці були скореговані значення коефіцієнту залишкового ресурсу ТС (табл.3.2.2) шляхом опитування незалежних експертів: кваліфікованих представників цеху ремонту ТС служби ремонтів високовольтного обладнання, служби підстанцій, служби ізоляції, діагностування та грозозахисту, монтажної та інших організацій. Повна таблиця (Додаток Г)

Таблиця 3.3 – Фрагмент скорегованих значень коефіцієнта залишкового ресурсу ТС.

Діагностичні параметри											Коефіцієнт залишкового ресурсу ТС
$k_w$ , в.о.	$k_R$ , в.о.	$k_{CX}$ , в.о.	$k_{Ig(\delta)}$ , в.о.	$k_{T3}$ , в.о.	$k_{ХАРГ}$ , в.о.	$k_{P1}$ , в.о.	$k_{T2}$ , в.о.	$k_{T1}$ , в.о.	$k_{T4}$ , в.о.	$k_{P2}$ , в.о.	
0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
0	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	0
1	0	1	1	1	1	1	1	1	1	1	0
0,9	0,9	0,9	0,93	0,9	0,93	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9
1	1	1	1	1	0,08	0,9	1	1	1	1	0,7

Продовження таблиці 3.3

...	...	...	...	...	...	...	...	...	...	...	...
1	1	1	1	1	0,07	0,93	1	1	1	1	0,5
1	1	1	1	1	1	0,09	0,91	1	1	1	0,4
1	1	1	1	1	1	0,08	0,92	1	1	1	0,3
...	...	...	...	...	...	...	...	...	...	...	...
1	1	1	1	1	1	1	1	1	0,92	0,08	0,9
1	1	1	1	1	1	1	1	1	0,91	0,09	0,85
1	1	1	1	1	1	1	1	1	0,9	0,1	0,95
...	...	...	...	...	...	...	...	...	...	...	...
0,94	0,94	0,94	0,94	0,94	0,94	0,94	0,94	0,94	0,94	0,94	0,9
0,6	0,5	0,8	0,4	0,7	0,5	0,8	0,2	0,4	0,3	0,7	0,55
0,2	0,5	0,3	0,4	0,7	0,5	0,5	0,2	0,4	0,3	0,8	0,5
0,5	0,3	0,4	0,3	0,4	0,7	0,5	0,5	0,3	0,4	0,6	0,6

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 [17] була отримана нейро-нечітка модель коефіцієнту залишкового ресурсу герметичного ТС 330 кВ (з використанням методу субкластеризації).

Для кожної вхідної змінної нейро-моделі використовувались по чотири лінгвістичні терми з Гаусовими функціями належності (рис. 3.3) вираз (3.12) [17]:

$$k_{pec.il} = f(x_{il}; \sigma_{il}; c_{il}) = e^{-\frac{(x_{il}-c_{il})^2}{2 \cdot \sigma_{il}^2}} \quad (3.12)$$

У виразі (3.12):  $\sigma_{il}$  та  $c_{il}$  – числові параметри,  $\sigma_{il}^2$  – в теорії ймовірності називається дисперсією розподілу [21], а другий параметр  $c_{il}$  – математичним очікуванням,  $i_l$  – вхідний параметр нейро-нечіткої моделі, який відповідає діагностичному параметру,  $x_{il}$  – значення  $i_l$ -го вхідного параметра моделі:  $x_1=k_W$ ,  $x_2=k_R$ ,  $x_3=k_{Cx}$ ,  $x_4=k_{tg(\delta)}$ ,  $x_5=k_{T3}$ ,  $x_6=k_{ХАРГ}$ ,  $x_7=k_{P1}$ ,  $x_8=k_{T2}$ ,  $x_9=k_{T1}$ ,  $x_{10}=k_{T4}$ ,  $x_{11}=k_{P2}$ .

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

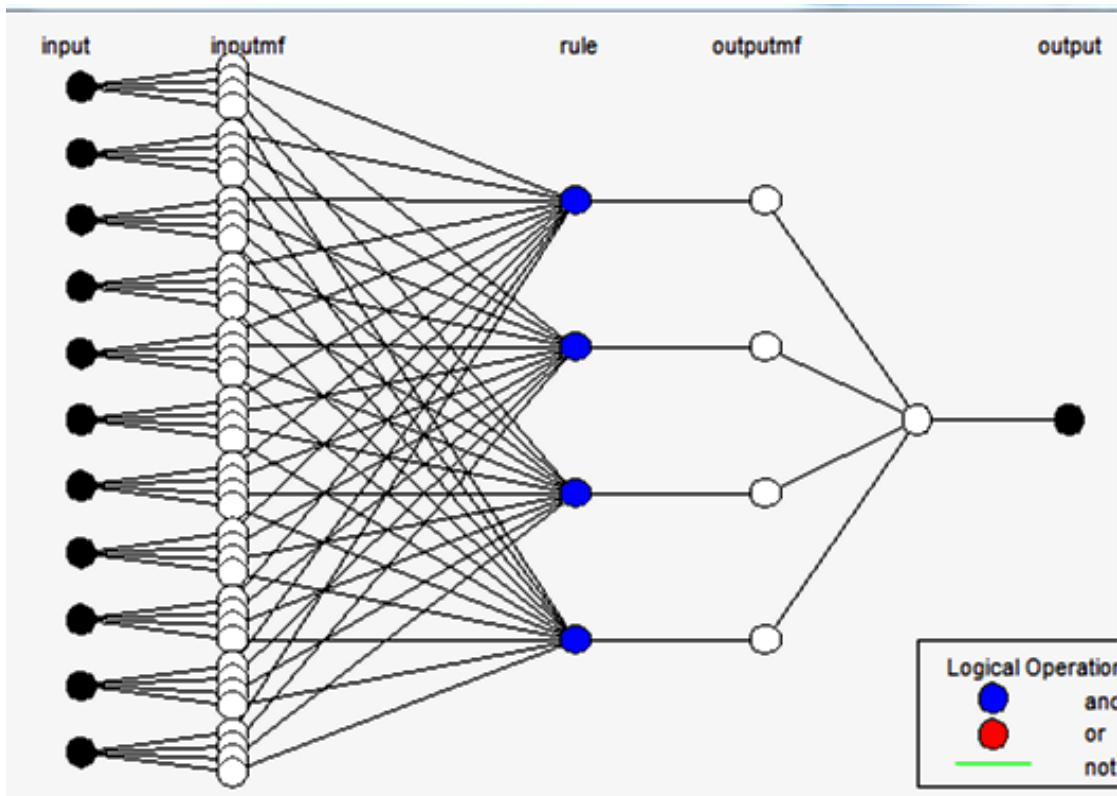


Рисунок 3.3 – Структура ANFIS-мережі ТС.



Для знаходження значення коефіцієнта загального залишкового ресурсу використовуємо нечітку нелінійну авторегресійну модель коефіцієнта загально залишкового ресурсу ТС. Ця модель встановлює нечітке нелінійне перетворення між значеннями коефіцієнтів залишкового ресурсу по діагностичним параметрам та загальним коефіцієнтом залишкового ресурсу ТС. (3.13)

$$k_{\text{заг.зал.рес}} = F(W, R, C_x, \text{tg}(\delta), T3, XAPГ, P1, T2, T1, T4, P2) \quad (3.13)$$

де:  $F$  – нечітке функціональне перетворення.

Для визначення значення коефіцієнта загально залишкового ресурсу ТС використовуємо модель логічного висновку Такагі-Сугено. В цій моделі нечіткі правила визначаються на основі заданої кількості значень «вхід-вихід» модельованого об'єкта у вигляді (3.14.)

$$\text{ЯКЩО } x_1 \in A_1 \text{ ТА } x_2 \in B_2 \text{ ТА } \dots x_m \in V_i \text{ ТО } y_i = f(x_1, x_2, \dots, x_m), \quad (3.14)$$

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 (3.15).

$$\begin{aligned}
& \text{ЯКЩО } k_W \in \text{" нормальне" } \text{ТА} k_R \in \text{" нормальне" } \text{ТА} k_{C_x} \in \text{" нормальне" } \text{ТА} k_{I_g(\delta)} \in \text{" нормальне" } \\
& \text{ТА} k_{T_3} \in \text{" нормальне" } \text{ТА} k_{ХАРГ} \in \text{" нормальне" } \text{ТА} k_{P_1} \in \text{" нормальне" } \text{ТА} k_{T_2} \in \text{" нормальне" } \\
& \text{ТА} k_{T_1} \in \text{" нормальне" } \text{ТА} k_{T_4} \in \text{" нормальне" } \text{ТА} k_{P_2} \in \text{" нормальне" } \text{ТО} \\
& k_{\text{заг.зал.рес}} = a_{11} \cdot k_W + a_{12} \cdot k_R + a_{13} \cdot k_{C_x} + a_{14} \cdot k_{I_g(\delta)} + a_{15} \cdot k_{T_3} + a_{16} \cdot k_{ХАРГ} + a_{17} \cdot k_{P_1} \\
& + a_{18} \cdot k_{T_2} + a_{19} \cdot k_{T_1} + a_{110} \cdot k_{T_4} + a_{111} \cdot k_{P_2} \\
& \text{ЯКЩО } k_W \in \text{" незначне відхилення" } \text{ТА} k_R \in \text{" незначне відхилення" } \text{ТА} k_{C_x} \in \text{" незначне відхилення" } \\
& \text{ТА} k_{I_g(\delta)} \in \text{" незначне відхилення" } \text{ТА} k_{T_3} \in \text{" незначне відхилення" } \text{ТА} k_{ХАРГ} \in \text{" незначне відхилення" } \\
& \text{ТА} k_{P_1} \in \text{" незначне відхилення" } \text{ТА} k_{T_2} \in \text{" незначне відхилення" } \text{ТА} k_{T_1} \in \text{" незначне відхилення" } \\
& \text{ТА} k_{T_4} \in \text{" незначне відхилення" } \text{ТА} k_{P_2} \in \text{" незначне відхилення" } \text{ТО} \\
& k_{\text{заг.зал.рес}} = a_{21} \cdot k_W + a_{22} \cdot k_R + a_{23} \cdot k_{C_x} + a_{24} \cdot k_{I_g(\delta)} + a_{25} \cdot k_{T_3} + a_{26} \cdot k_{ХАРГ} + a_{27} \cdot k_{P_1} + \\
& + a_{28} \cdot k_{T_2} + a_{29} \cdot k_{T_1} + a_{210} \cdot k_{T_4} + a_{211} \cdot k_{P_2} \\
& \text{ЯКЩО } k_W \in \text{" передаварійне" } \text{ТА} k_R \in \text{" передаварійне" } \text{ТА} k_{C_x} \in \text{" передаварійне" } \text{ТА} \\
& k_{I_g(\delta)} \in \text{" передаварійне" } \text{ТА} k_{T_3} \in \text{" передаварійне" } \text{ТА} k_{ХАРГ} \in \text{" передаварійне" } \\
& \text{ТА} k_{P_1} \in \text{" передаварійне" } \text{ТА} k_{T_2} \in \text{" передаварійне" } \\
& \text{ТА} k_{T_1} \in \text{" передаварійне" } \text{ТА} k_{T_4} \in \text{" передаварійне" } \text{ТА} k_{P_2} \in \text{" передаварійне" } \text{ТО} \\
& k_{\text{заг.зал.рес}} = a_{31} \cdot k_W + a_{32} \cdot k_R + a_{33} \cdot k_{C_x} + a_{34} \cdot k_{I_g(\delta)} + a_{35} \cdot k_{T_3} + a_{36} \cdot k_{ХАРГ} + a_{37} \cdot k_{P_1} + \\
& + a_{38} \cdot k_{T_2} + a_{39} \cdot k_{T_1} + a_{310} \cdot k_{T_4} + a_{311} \cdot k_{P_2} \\
& \text{ЯКЩО } k_W \in \text{" аварійне" } \text{ТА} k_R \in \text{" аварійне" } \text{ТА} k_{C_x} \in \text{" аварійне" } \text{ТА} k_{I_g(\delta)} \in \text{" аварійне" } \\
& \text{ТА} k_{T_3} \in \text{" аварійне" } \text{ТА} k_{ХАРГ} \in \text{" аварійне" } \text{ТА} k_{P_1} \in \text{" аварійне" } \text{ТА} k_{T_2} \in \text{" аварійне" } \\
& \text{ТА} k_{T_1} \in \text{" аварійне" } \text{ТА} k_{T_4} \in \text{" аварійне" } \text{ТА} k_{P_2} \in \text{" аварійне" } \text{ТО} \\
& k_{\text{заг.зал.рес}} = a_{41} \cdot k_W + a_{42} \cdot k_R + a_{43} \cdot k_{C_x} + a_{44} \cdot k_{I_g(\delta)} + a_{45} \cdot k_{T_3} + a_{46} \cdot k_{ХАРГ} + a_{47} \cdot k_{P_1} + \\
& + a_{48} \cdot k_{T_2} + a_{49} \cdot k_{T_1} + a_{410} \cdot k_{T_4} + a_{411} \cdot k_{P_2} \\
& \dots
\end{aligned} \tag{3.15}$$

Вихід моделі  $k_{\text{заг.зал.рес}}$  знаходиться, як зрівноважена сума висновків (3.15) бази правил, записаних у вигляді системи логічних рівнянь (3.16).

$$k_{\text{заг.зал.рес}} = \sum_{j_2=1}^{m_3} w_{j_2} \left( \begin{aligned} & a_{j_2 1} \cdot k_W + a_{j_2 2} \cdot k_R + a_{j_2 3} \cdot k_{C_x} + a_{j_2 4} \cdot k_{I_g(\delta)} \\ & + a_{j_2 5} \cdot k_{T_3} + a_{j_2 6} \cdot k_{ХАРГ} + a_{j_2 7} \cdot k_{P_1} \\ & + a_{j_2 8} \cdot k_{T_2} + a_{j_2 9} \cdot k_{T_1} + a_{j_2 10} \cdot k_{T_4} + a_{j_2 11} \cdot k_{P_2} + c_{j_2} \end{aligned} \right), \tag{3.16}$$

де:  $0 \leq w_{j_2} \leq 1$  – степінь виконання (вага)  $j_2$ -го правила, яка визначається відповідністю реальних змін діагностичних параметрів ТС, що відображені у  $j_2$ -му правилі (3.17)

$$\begin{aligned}
w_1 &= \frac{\Omega_1}{\xi} \\
w_2 &= \frac{\Omega_2}{\xi} \\
w_3 &= \frac{\Omega_3}{\xi} \quad , \\
w_4 &= \frac{\Omega_4}{\xi}
\end{aligned} \tag{3.17}$$

де:

$$\xi = \sum_{j=1}^{m_3} [\mu_j(k_w) \cdot \mu_j(k_R) \cdot \mu_j(k_{Cx}) \cdot \mu_j(k_{tg(\delta)}) \cdot \mu_j(k_{T3}) \cdot \mu_j(k_{XAPF}) \cdot \mu_j(k_{P1}) \cdot \mu_j(k_{T2}) \cdot \mu_j(k_{T1}) \cdot \mu_j(k_{T4}) \cdot \mu_j(k_{P2})] \quad ,$$

$$\Omega 1 = \mu_{1^1}(k_w) \cdot \mu_{1^1}(k_R) \cdot \mu_{1^1}(k_{Cx}) \cdot \mu_{1^1}(k_{tg(\delta)}) \cdot \mu_{1^1}(k_{T3}) \cdot \mu_{1^1}(k_{XAPF}) \cdot \mu_{1^1}(k_{P1}) \cdot \mu_{1^1}(k_{T2}) \cdot \mu_{1^1}(k_{T1}) \cdot \mu_{1^1}(k_{T4}) \cdot \mu_{1^1}(k_{P2})$$

$$\Omega 2 = \mu_{2^2}(\mathbf{k}_w) \cdot \mu_{2^2}(\mathbf{k}_R) \cdot \mu_{2^2}(\mathbf{k}_{Cx}) \cdot \mu_{2^2}(k_{tg(\delta)}) \cdot \mu_{2^2}(k_{T3}) \cdot \mu_{2^2}(k_{XAPF}) \cdot \mu_{2^2}(k_{P1}) \cdot \mu_{2^2}(k_{T2}) \cdot \mu_{2^2}(k_{T1}) \cdot \mu_{2^2}(k_{T4}) \cdot \mu_{2^2}(k_{P2})$$

$$\Omega 3 = \mu_{3^3}(k_w) \cdot \mu_{3^3}(k_R) \cdot \mu_{3^3}(k_{Cx}) \cdot \mu_{3^3}(k_{tg(\delta)}) \cdot \mu_{3^3}(k_{T3}) \cdot \mu_{3^3}(k_{XAPF}) \cdot \mu_{3^3}(k_{P1}) \cdot \mu_{3^3}(k_{T2}) \cdot \mu_{3^3}(k_{T1}) \cdot \mu_{3^3}(k_{T4}) \cdot \mu_{3^3}(k_{P2})$$

$$\Omega 4 = \mu_{4^4}(k_w) \cdot \mu_{4^4}(k_R) \cdot \mu_{4^4}(k_{Cx}) \cdot \mu_{4^4}(k_{tg(\delta)}) \cdot \mu_{4^4}(k_{T3}) \cdot \mu_{4^4}(k_{XAPF}) \cdot \mu_{4^4}(k_{P1}) \cdot \mu_{4^4}(k_{T2}) \cdot \mu_{4^4}(k_{T1}) \cdot \mu_{4^4}(k_{T4}) \cdot \mu_{4^4}(k_{P2})$$

$$\mu_j(k_w), \mu_j(k_R), \mu_j(k_{Cx}), \mu_j(k_{tg(\delta)}), \mu_j(k_{T3}), \mu_j(k_{XAPF}), \mu_j(k_{P1}), \mu_j(k_{T2}), \mu_j(k_{T1}), \mu_j(k_{T4}), \mu_j(k_{P2}) -$$

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),

$$\mu_1(\mathbf{k}_w) = \mu_{\text{нормальне}}(\mathbf{k}_w), \quad \mu_1(k_R) = \mu_{\text{нормальне}}(k_R), \quad \mu_1(\mathbf{k}_{Cx}) = \mu_{\text{нормальне}}(\mathbf{k}_{Cx}),$$

$$\mu_1(\mathbf{k}_{tg(\delta)}) = \mu_{\text{нормальне}}(\mathbf{k}_{tg(\delta)}), \quad \mu_1(k_{T3}) = \mu_{\text{нормальне}}(k_{T3}), \quad \mu_1(\mathbf{k}_{XAPF}) = \mu_{\text{нормальне}}(\mathbf{k}_{XAPF}),$$

$$\mu_1(\mathbf{k}_{P1}) = \mu_{\text{нормальне}}(\mathbf{k}_{P1}), \quad \mu_1(\mathbf{k}_{T2}) = \mu_{\text{нормальне}}(\mathbf{k}_{T2}), \quad \mu_1(\mathbf{k}_{T1}) = \mu_{\text{нормальне}}(\mathbf{k}_{T1}),$$

$$\mu_1(\mathbf{k}_{T4}) = \mu_{\text{нормальне}}(\mathbf{k}_{T4}), \quad \mu_1(\mathbf{k}_{P2}) = \mu_{\text{нормальне}}(\mathbf{k}_{P2}).$$

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  $\sigma_{k_W}$ ,  $\sigma_{k_R}$ ,  $\sigma_{k_{CX}}$ ,  $\sigma_{k_{ig}(\delta)}$ ,  $\sigma_{k_{T3}}$ ,  $\sigma_{k_{ХАРГ}}$ ,  $\sigma_{k_{P1}}$ ,  $\sigma_{k_{T2}}$ ,  $\sigma_{k_{T1}}$ ,  $\sigma_{k_{T4}}$ ,  $\sigma_{k_{P2}}$  та математичне очікування  $C_{k_W}$ ,  $C_{k_R}$ ,  $C_{k_{CX}}$ ,  $C_{k_{ig}(\delta)}$ ,  $C_{k_{T3}}$ ,  $C_{k_{ХАРГ}}$ ,  $C_{k_{P1}}$ ,  $C_{k_{T2}}$ ,  $C_{k_{T1}}$ ,  $C_{k_{T4}}$ ,  $C_{k_{P2}}$  Гаусових функцій належності, і параметри рівнянь висновку ( $a_{1,1} - a_{4,4}$ ,  $c_{1,1} - c_{4,4}$ ). Для полегшення налаштування та адаптації структури розробленої моделі до реальних параметрів конкретного ТС 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  $k_{\text{заг.зал.рес.мод}}$  та реальним коефіцієнтом загально залишкового ресурсу  $k_{\text{заг.зал.рес.ТС}}$  (3.18) [21]:

$$\delta = \sqrt{\frac{1}{N_I} \sum_{k_3=0}^{N_I-1} (k_{\text{заг.зал.рес.мод}_{k_3}} - k_{\text{заг.зал.рес.ТС}_{k_3}})^2} \rightarrow \min, \quad (3.18)$$

де:  $N_I$  – 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  $k_W$ ,  $k_R$ ,  $k_{CX}$ ,  $k_{ig}(\delta)$ ,  $k_{T3}$ ,  $k_{ХАРГ}$ ,  $k_{P1}$ ,  $k_{T2}$ ,  $k_{T1}$ ,  $k_{T4}$ ,  $k_{P2}$  та виходу  $k_{\text{заг.зал.рес}}$  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 послань які мінімізують середньо квадратичну похибку моделі.

Модель загального залишкового ресурсу ТС реалізована у вигляді ANFIS-мережі з використанням прикладних програм Fuzzy Logic Toolbox системи MathLab. Структура ANFIS-мережі показана на рисунку 3.3 .

З метою зменшення часу на навчання нейро-нечіткої моделі в системі комп'ютерної математики MATLAB [17], використовуємо метод субкластерізації. Субкластерізація – це об'єднання об'єктів у групи на основі однаковості ознак для об'єктів однієї групи та неоднаковості ознак між групами. Більшість алгоритмів кластерізації не ґрунтуються на традиційних для статистичних методів припущеннях. Вони можуть використовуватись в умовах майже повної відсутності інформації про закони розподілу даних. Кластерізацію використовують для об'єктів з кількісними ( числовими), якісними або змішаними ознаками. Початковою інформацією для кластерізації є матриця спостережень, кожен рядок якої являє собою значення  $n$  ознак одного з  $M$  кластерізації. Задача кластерізації полягає в розбитті об'єктів на декілька підмножин (кластерів) в яких об'єкти схожі між собою ніж з об'єктами з інших кластерів. В матричному просторі «однаковість» зазвичай визначають через відстань. Відстань може розраховуватись як між початковими об'єктами (рядками матриці) так і від цих об'єктів прототипу кластерів. Зазвичай координати прототипів не відомі і вони знаходяться одночасно з розбиттям даних на кластери. Використовувались наступні параметри методу кластерізації: рівень впливу вхідних змінних (Range of influence) –0.8; коефіцієнт послаблення (Squash factor) – 1.1; коефіцієнт який встановлює у скільки раз потенціал даної точки має бути вищим за потенціал центра першого кластера для того, щоб центром одного з кластерів була призначена точка яка розглядається (Accept radio) – 0.5;

коефіцієнт який встановлює у скільки разів потенціал даної точки має бути меншим за потенціал центра першого кластера, щоб ця точка була виключена з можливих центрів кластерів (Reject radio) – 0.15.

Для навчання мережі використовувався гібридний алгоритм навчання. Після тридцяти епох навчання середньо квадратична похибка навчання склала 0.011 в.о. В результаті навчання були отримані параметри Гаусових функцій належності які в подальшому були використані при створенні нейро-нечіткої моделі ТС.

Тому, наприклад, при подальшому моделюванні, для коефіцієнта залишкового ресурсу  $k_w$  діагностичного параметра  $W$  першого правила значення Гаусової функції належності були взяті наступні значення параметрів:  $\delta_w = 0.3186$  в.о.,  $C_w = 0.8993$  в.о.

У відповідності до виразу (3.15) були введені наступні параметри рівнянь висновків правил (табл. 3.4).

Таблиця 3.4 – Параметри висновків правил нейро-нечіткої моделі ТС

Номер правила, $j_2$	Параметри рівняння висновку											
	$a_{j,1}$	$a_{j,2}$	$a_{j,3}$	$a_{j,4}$	$a_{j,5}$	$a_{j,6}$	$a_{j,7}$	$a_{j,8}$	$a_{j,9}$	$a_{j,10}$	$a_{j,11}$	$c_j$
1	0.09943	0.009774	0.009213	0.09896	0.09896	0.09896	0.09896	0.09896	0.09896	0.09896	0.09896	0.09896
2	16.66	-16.36	0.01225	0.09188	0.09188	0.09188	0.09188	0.09188	0.09188	0.09188	0.09188	0.09188
3	-31.97	33.52	0.09652	0.06312	0.06312	0.06312	0.06312	0.06312	0.06312	0.06312	0.06312	$1.74 \cdot 10^{-8}$
4	136.5	-0.6256	-1.699	0.1138	0.1138	0.1138	0.1138	0.1138	0.1138	0.1138	0.1138	0.1138

З урахуванням проведених ітераційних обчислювальних експериментів визначений вектор параметрів функцій приналежності (табл. 3.5).

Таблиця 3.5 – Параметри функцій належності.

Діагностичні параметри	Вхідні параметри моделі	Назва терма (нечіткої множини значень вхідних параметрів)	Номер правила	Параметри функцій належності	
				б	с
<i>I</i>	<i>2</i>	<i>3</i>	<i>4</i>	<i>5</i>	<i>6</i>
<i>W</i>	<i>k<sub>W</sub></i>	нормальні	1	0,08891	0,6246
		незначні відхилення	2	0,09491	0,3543
		передаварійні	3	0,11190	0,0892
		аварійні	4	0,09070	-0,04993
<i>R</i>	<i>k<sub>R</sub></i>	нормальні	1	0,29800	1,153
		незначні відхилення	2	0,22540	0,3668
		передаварійні	3	0,27850	0,2889
		аварійні	4	0,27100	0,9023
<i>C<sub>x</sub></i>	<i>k<sub>C<sub>x</sub></sub></i>	Нормальні	1	0,24410	1,214
		незначні відхилення	2	0,2870	1,0030
		передаварійні	3	0,2870	1,0030
		аварійні	4	0,2870	0,9954
<i>Tg(δ)</i>	<i>k<sub>Tg(δ)</sub></i>	нормальні	1	0,2828	1,0000
		незначні відхилення	2	0,2828	1,0000
		передаварійні	3	0,2831	0,3650
		аварійні	4	0,2830	0,9259
<i>ХАРГ</i>	<i>k<sub>ХАРГ</sub></i>	нормальні	1	0,2830	1,0580
		незначні відхилення	2	0,2830	0,9180
		передаварійні	3	0,2831	0,3383



Продовження таблиці 3.5

		аварійні	4	0,2830	0,9841
$T_3$	$KT_3$	нормальні	1	0,2830	0,9816
		незначні відхилення	2	0,2830	1,0630
		передаварійні	3	0,2511	0,3153
		аварійні	4	0,3150	1,0590
$P_1$	$KP_1$	нормальні	1	0,2832	1,1670
		незначні відхилення	2	0,2810	1,0340
		передаварійні	3	0,2822	1,0290
		аварійні	4	0,2847	-0,0496
$T_2$	$KT_2$	нормальні	1	0,2841	1,1000
		незначні відхилення	2	0,2810	0,9847
		передаварійні	3	0,2797	0,8049
		аварійні	4	0,2875	-0,0279
$T_1$	$KT_1$	нормальні	1	0,2928	0,4471
		незначні відхилення	2	0,2634	0,2779
		передаварійні	3	0,2785	0,1179
		аварійні	4	0,2920	-0,0240
$T_4$	$KT_4$	нормальні	1	0,2655	0,4838
		незначні відхилення	2	0,1963	0,2951
		передаварійні	3	0,2771	0,1361
		аварійні	4	0,3004	-0,0108
$P_2$	$KP_2$	нормальні	1	0,1699	0,5437
		незначні відхилення	2	0,1699	0,3226
		передаварійні	3	0,1283	0,1199

## Продовження таблиці 3.5

		аварійні	4	0,2694	-0,0217
--	--	----------	---	--------	---------

З урахуванням даних таблиць 3.4, 3.5 та виразу (3.15) отримуємо математичну модель коефіцієнта загально залишкового ресурсу у вигляді (3.19)

$$\left. \begin{aligned}
 &\mathbf{ЯКЩО} k_W \in \text{"нормальне"} \mathbf{ТА} k_R \in \text{"нормальне"} \mathbf{ТА} k_{C_x} \in \text{"нормальне"} \mathbf{ТА} k_{ig(\delta)} \in \text{"нормальне"} \\
 &\mathbf{ТА} k_{T_3} \in \text{"нормальне"} \mathbf{ТА} k_{ХАРГ} \in \text{"нормальне"} \mathbf{ТА} k_{p_1} \in \text{"нормальне"} \mathbf{ТА} k_{T_2} \in \text{"нормальне"} \\
 &\mathbf{ТА} k_{T_1} \in \text{"нормальне"} \mathbf{ТА} k_{T_4} \in \text{"нормальне"} \mathbf{ТА} k_{p_2} \in \text{"нормальне"} \mathbf{ТО} \\
 &k_{\text{заг.зал.рес}} = 0,09943k_W + 0,009774k_R + 0,009213k_{C_x} + 0,09896k_{ig(\delta)} + 0,09896k_{T_3} + 0,09896k_{ХАРГ} + 0,09896k_{p_1} \\
 &\quad + 0,09896k_{T_2} + 0,09896k_{T_1} + 0,09896k_{T_4} + 0,09896k_{p_2} + 0,09896 \\
 &\mathbf{ЯКЩО} k_W \in \text{"незначне відхилення"} \mathbf{ТА} k_R \in \text{"незначне відхилення"} \mathbf{ТА} k_{C_x} \in \text{"незначне відхилення"} \\
 &\mathbf{ТА} k_{ig(\delta)} \in \text{"незначне відхилення"} \mathbf{ТА} k_{T_3} \in \text{"незначне відхилення"} \mathbf{ТА} k_{ХАРГ} \in \text{"незначне відхилення"} \\
 &\mathbf{ТА} k_{p_1} \in \text{"незначне відхилення"} \mathbf{ТА} k_{T_2} \in \text{"незначне відхилення"} \mathbf{ТА} k_{T_1} \in \text{"незначне відхилення"} \\
 &\mathbf{ТА} k_{T_4} \in \text{"незначне відхилення"} \mathbf{ТА} k_{p_2} \in \text{"незначне відхилення"} \mathbf{ТО} \\
 &k_{\text{заг.зал.рес}} = 16,66k_W + -16,36k_R + 0,01225k_{C_x} + 0,09188k_{ig(\delta)} + 0,09188k_{T_3} + 0,09188k_{ХАРГ} + 0,09188k_{p_1} + \\
 &\quad + 0,09188k_{T_2} + 0,09188k_{T_1} + 0,09188k_{T_4} + 0,09188k_{p_2} + 0,09188 \\
 &\mathbf{ЯКЩО} k_W \in \text{"передаварійне"} \mathbf{ТА} k_R \in \text{"передаварійне"} \mathbf{ТА} k_{C_x} \in \text{"передаварійне"} \mathbf{ТА} \\
 &\quad k_{ig(\delta)} \in \text{"передаварійне"} \mathbf{ТА} k_{T_3} \in \text{"передаварійне"} \mathbf{ТА} k_{ХАРГ} \in \text{"передаварійне"} \\
 &\mathbf{ТА} k_{p_1} \in \text{"передаварійне"} \mathbf{ТА} k_{T_2} \in \text{"передаварійне"} \\
 &\mathbf{ТА} k_{T_1} \in \text{"передаварійне"} \mathbf{ТА} k_{T_4} \in \text{"передаварійне"} \mathbf{ТА} k_{p_2} \in \text{"передаварійне"} \mathbf{ТО} \\
 &k_{\text{заг.зал.рес}} = -31,97k_W + 33,52k_R + 0,09652k_{C_x} + 0,06312k_{ig(\delta)} + 0,06312k_{T_3} + 0,06312k_{ХАРГ} + 0,06312k_{p_1} + \\
 &\quad + 0,06312k_{T_2} + 0,6312k_{T_1} + 0,6312k_{T_4} + 0,06312k_{p_2} + 1,74 \cdot 10^{-8} . \\
 &\mathbf{ЯКЩО} k_W \in \text{"аварійне"} \mathbf{ТА} k_R \in \text{"аварійне"} \mathbf{ТА} k_{C_x} \in \text{"аварійне"} \mathbf{ТА} k_{ig(\delta)} \in \text{"аварійне"} \\
 &\mathbf{ТА} k_{T_3} \in \text{"аварійне"} \mathbf{ТА} k_{ХАРГ} \in \text{"аварійне"} \mathbf{ТА} k_{p_1} \in \text{"аварійне"} \mathbf{ТА} k_{T_2} \in \text{"аварійне"} \\
 &\mathbf{ТА} k_{T_1} \in \text{"аварійне"} \mathbf{ТА} k_{T_4} \in \text{"аварійне"} \mathbf{ТА} k_{p_2} \in \text{"аварійне"} \mathbf{ТО} \\
 &k_{\text{заг.зал.рес}} = 136,5k_W - 0,6256k_R - 1,699k_{C_x} + 0,1138k_{ig(\delta)} + 0,1138k_{T_3} + 0,1138k_{ХАРГ} + 0,1138k_{p_1} + \\
 &\quad + 0,1138k_{T_2} + 0,1138k_{T_1} + 0,1138k_{T_4} + 0,1138k_{p_2} + 0,1138 \\
 &\dots
 \end{aligned} \right\} \quad (3.19)$$

На рис. 3.3 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.

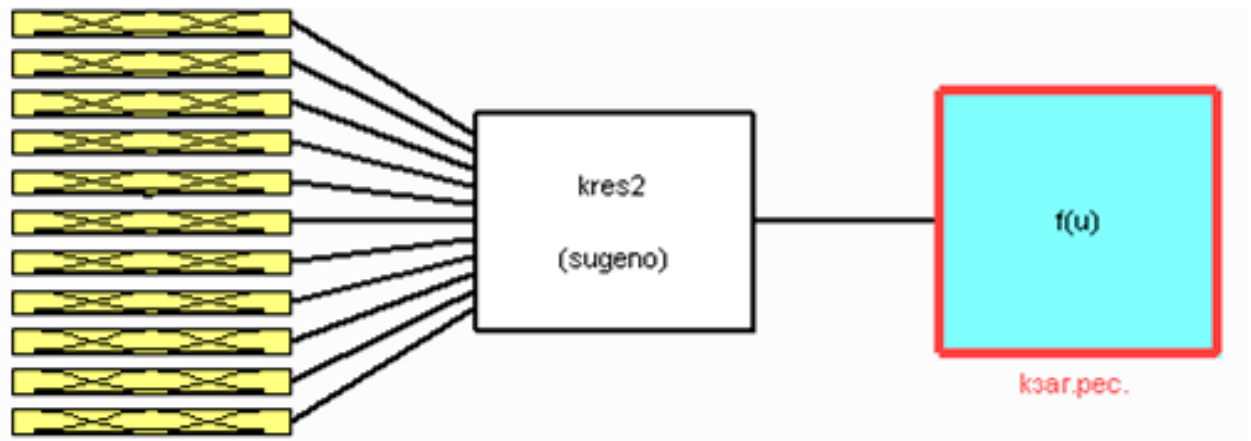


Рисунок 3.3 – Фрагмент віконної заставки редактора ANFIS.

На рис. 3.4 показана екранна заставка системи комп'ютерної математики MATLAB під час формування структури нейро-нечіткої моделі ТС.

Рисунок 3.4 – Формування структури нейро-нечіткої моделі ТС.

З рис. 3.3 видно, що під час формування структури нейро-нечіткої моделі ТС було задано одинадцять входів та один вихід цієї моделі. Кожний з одинадцяти 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.

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

З таблиці 3.1 вводимо параметри функцій належності (рис. 3.5).

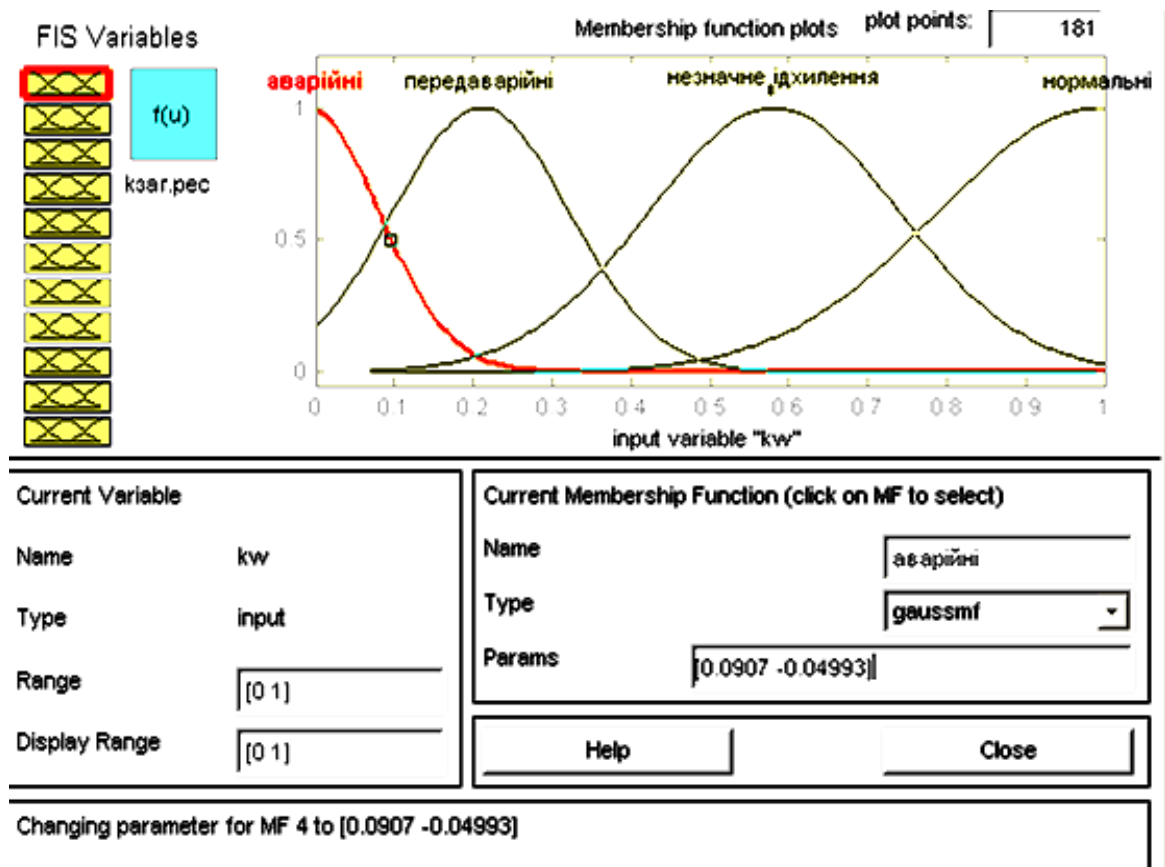


Рисунок 3.5 – Введення параметрів функції належності

На рис. 3.5 показано, що степінь належності значення коефіцієнта  $k_w$  залишкового ресурсу по параметру «вміст води  $W$  в трансформаторному маслі

ТС» до підмножини «аварійні» значення визначається рівнянням Гаусової функції  $\mu(k_w) = f(k_w, \sigma, c)$  з параметрами  $\sigma = 0,0907$  в.о. та  $c = -0,04993$  в.о.,  $k_w \in 0,1$  в.о. та  $\mu(k_w) \in 0,1$  в.о. З таблиці 3.1 вводимо параметри рівнянь висновків правил (рис. 3.6), які дозволяють обчислити коефіцієнт загального залишкового ресурсу ТС.

На рис. 3.6 показані: діапазон можливих значень коефіцієнта загального залишкового ресурсу ТС  $k_{заг.pec} = 0 \div 1$  в.о., параметри рівняння висновку першого правила: 0.09943, 0.009774, 0.009213, 0.09896, 0.09896, 0.09896, 0.09896, 0.09896, 0.09896, 0.09896, 0.09896, 0.09896.

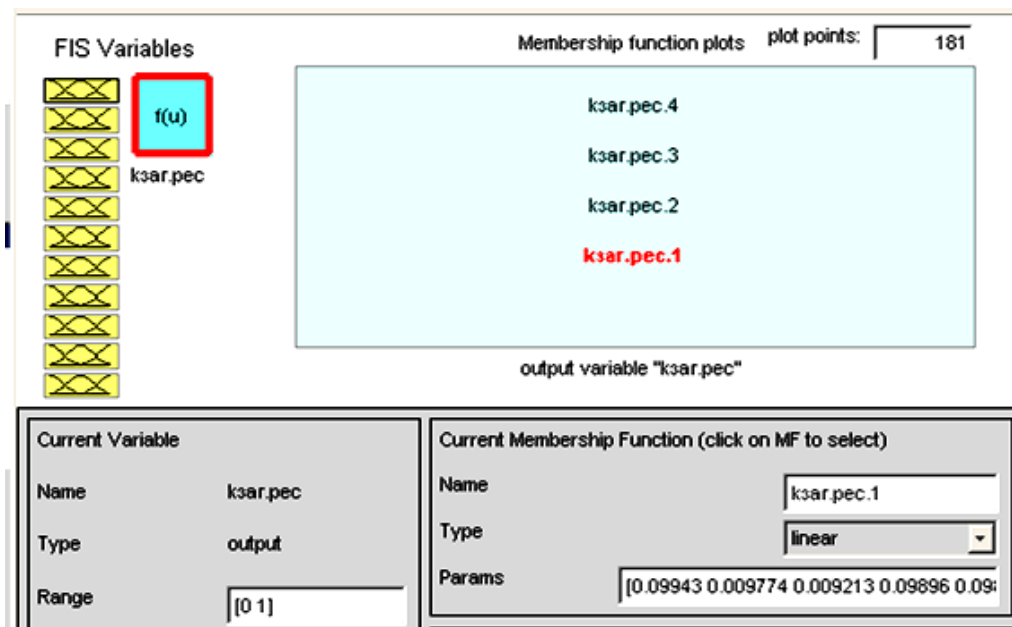


Рисунок 3.6 – Введення параметрів рівняння висновку правила

У відповідності до табл. 3.2 з файлу з розширенням .dat вводимо вибірку навчальних даних (рис. 3.7).

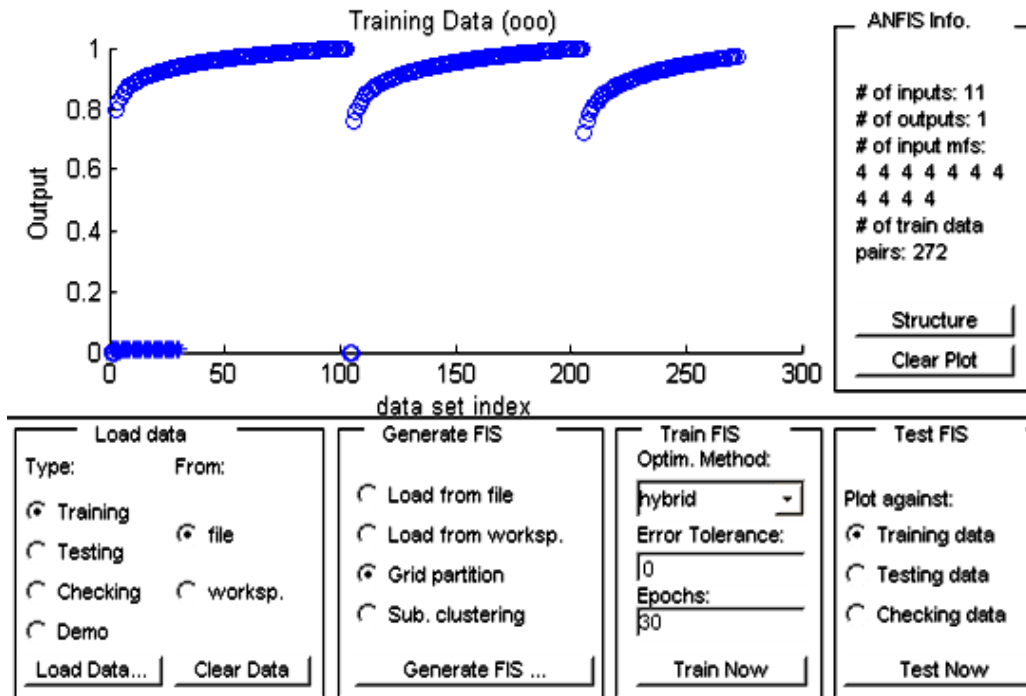


Рисунок 3.7 – Введення вибірки навчальних даних з файлу

Далі навчаємо модель. Навчання передбачає 30 епох. Результати навчання показані на рис. 3.7. Ознакою припинення навчання є незмінність середньоквадратичної похибки навчання. На рис. 3.8 показано, що середньоквадратична похибка навчання, яке тривало 30 епох, дорівнює 0.011 в.о.

Отримана нейро-нечітка модель дозволяє визначити значення коефіцієнта загального залишкового ресурсу трансформатора струму 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 0,5 в.о., то коефіцієнт загального залишкового ресурсу дорівнює 0,64 в.о. (рис. 3.9), якщо кожний з коефіцієнтів залишкового ресурсу діагностичних параметрів буде дорівнювати 1 в.о., то коефіцієнт загального залишкового ресурсу (з похибкою 1%) дорівнює 1,01 в.о., якщо кожний з коефіцієнтів залишкового ресурсу

діагностичних параметрів буде дорівнювати 0 в.о., то коефіцієнт загального залишкового ресурсу (з похибкою  $3,16 \cdot 10^{-80}\%$ ) дорівнює 0 в.о. (Рис. 3.11)

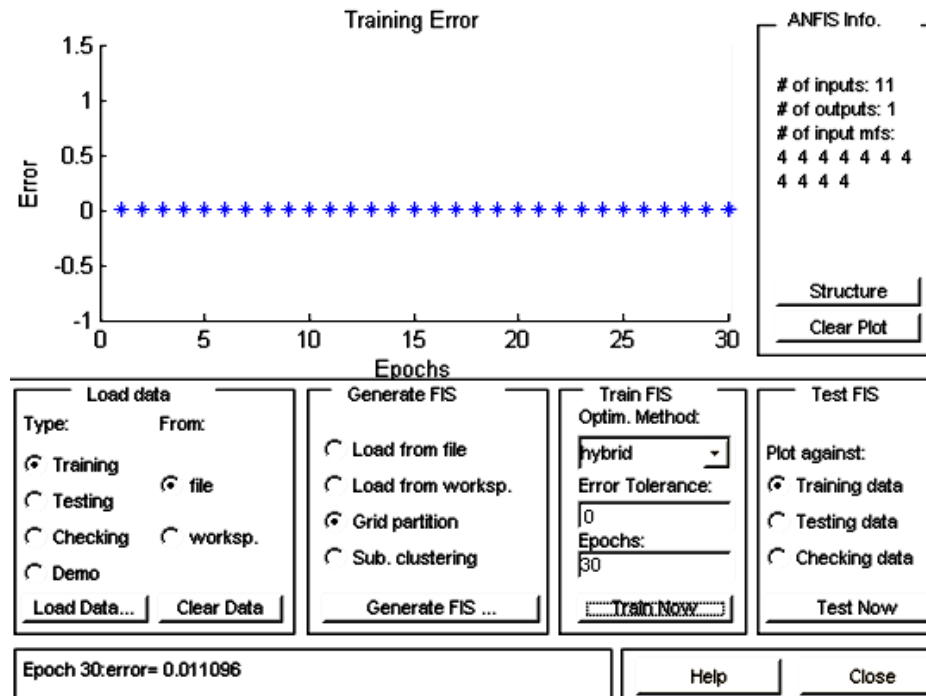


Рисунок 3.8 – Навчання моделі ТС

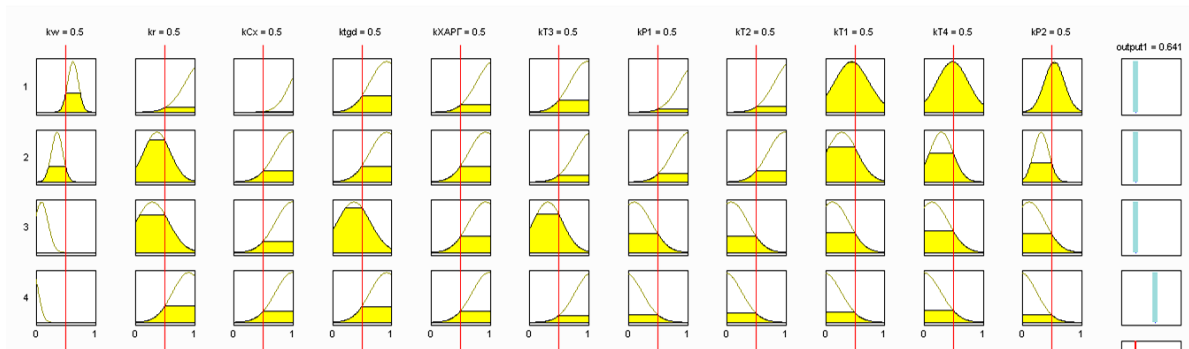


Рисунок 3.9 – Визначення коефіцієнта залишкового ресурсу ТС від при значеннях всіх вхідних параметрів 0.5 в.о

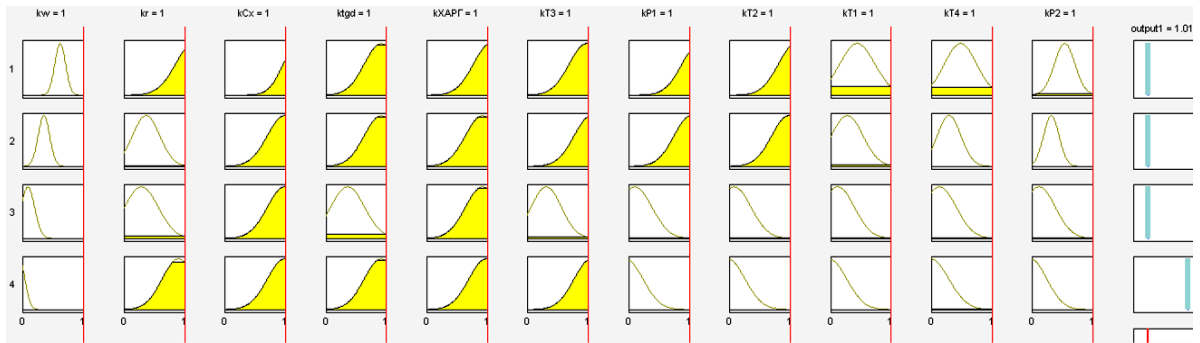


Рисунок 3.10 – Визначення коефіцієнта залишкового ресурсу ТС при значеннях всіх вхідних параметрів 1 в.о

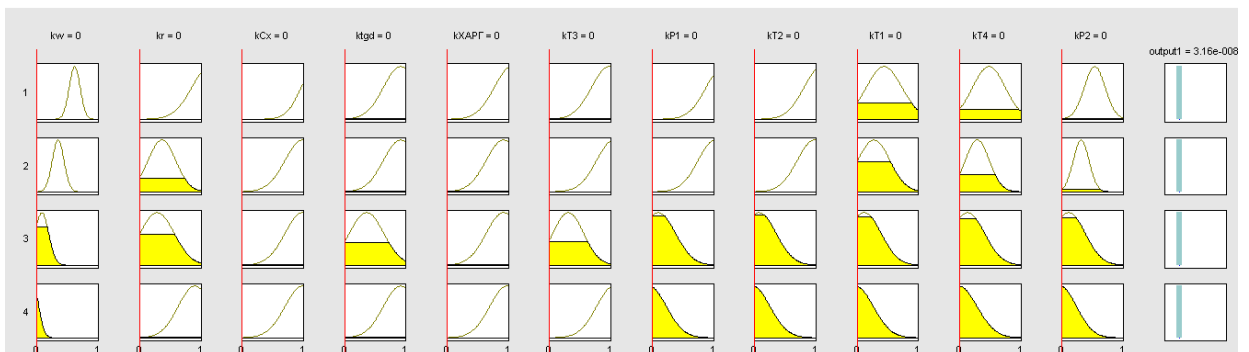


Рисунок 3.11 – Визначення коефіцієнта залишкового ресурсу ТС від при значеннях всіх вхідних параметрів 0 в.о

Складність залежностей вихідного параметру розробленої моделі від сукупності вхідних параметрів підтверджують графіки поверхонь цих залежностей, які показані на рис. 3.10-3.13.



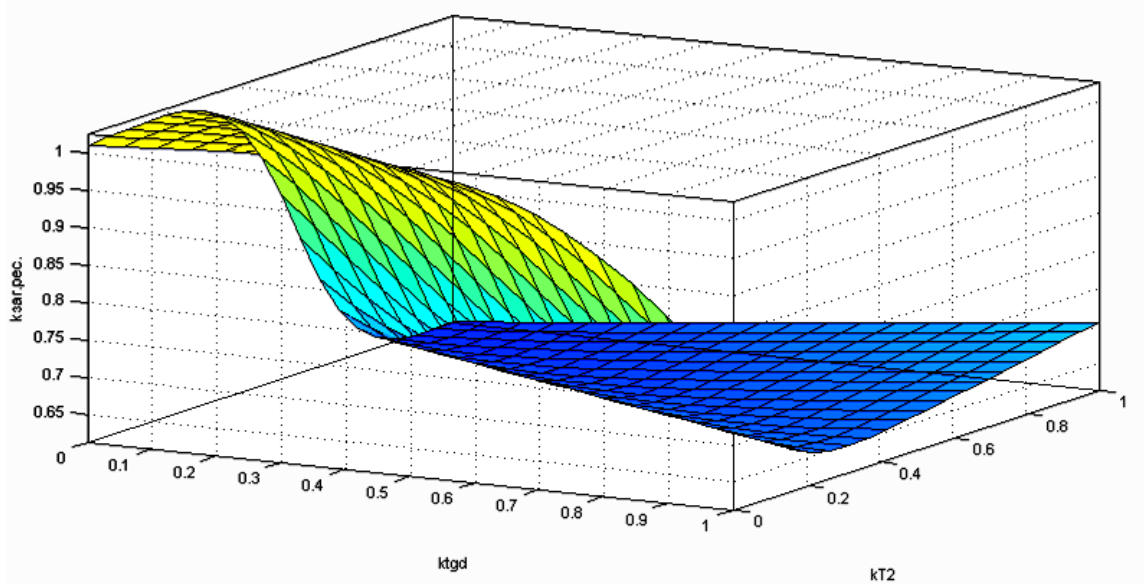


Рисунок 3.12 – Залежність коефіцієнта залишкового ресурсу ТС від  $k_{tg(\delta)}$  та  $k_{T2}$

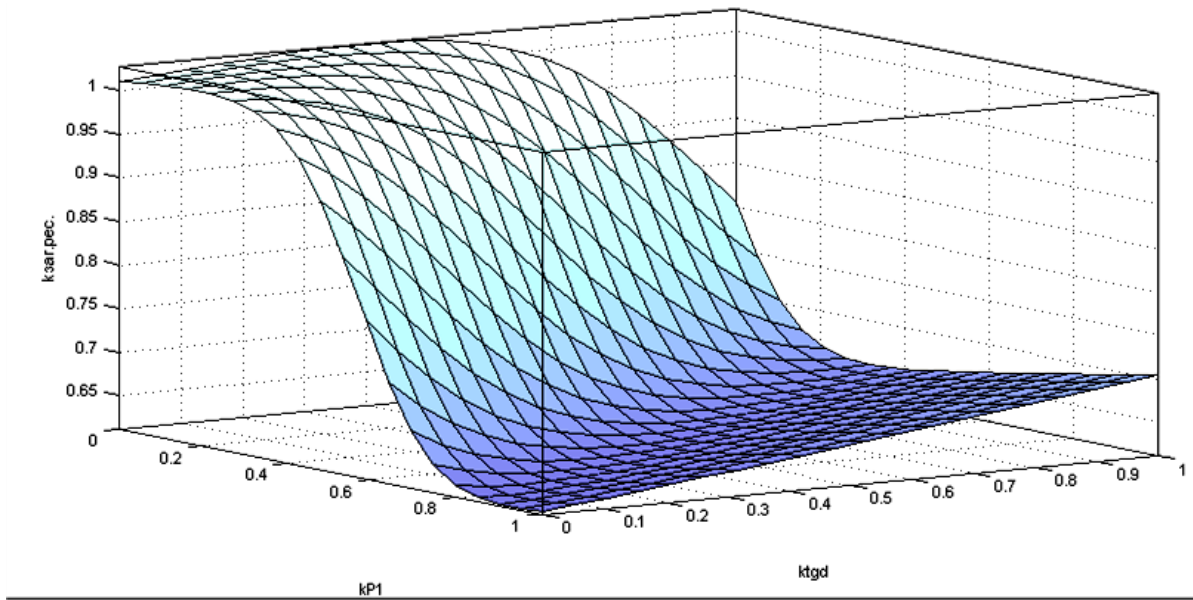


Рисунок 3.13 – Залежність коефіцієнта залишкового ресурсу ТС від  $k_{tg(\delta)}$  та  $k_{P1}$

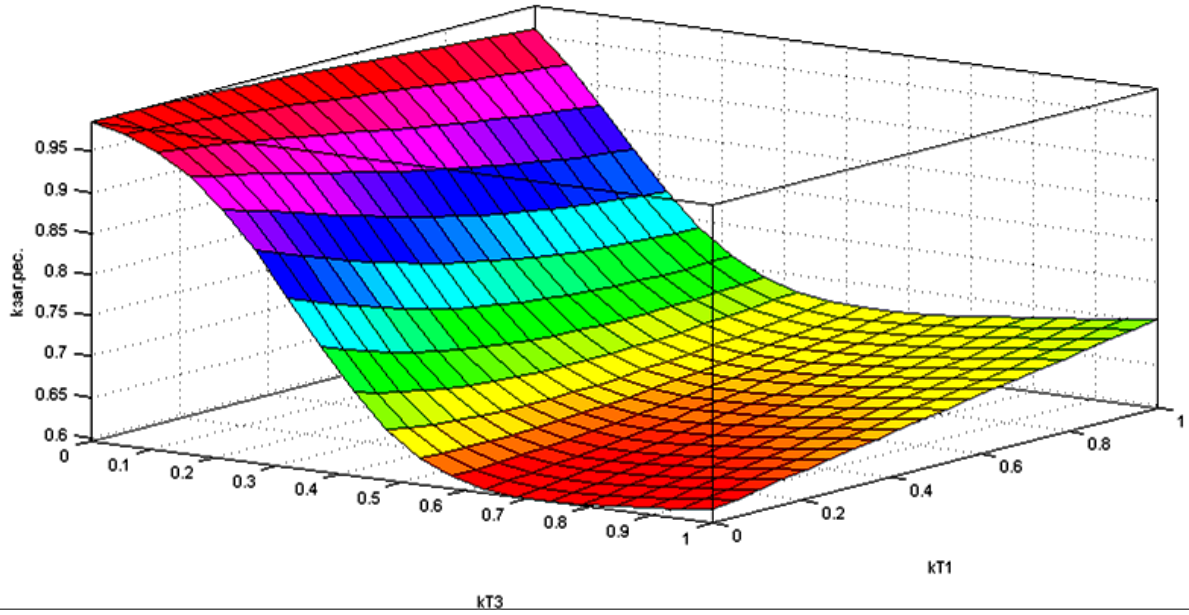


Рисунок 3.14 – Залежність коефіцієнта залишкового ресурсу ТС від  $k_{T3}$  та  $k_{T1}$

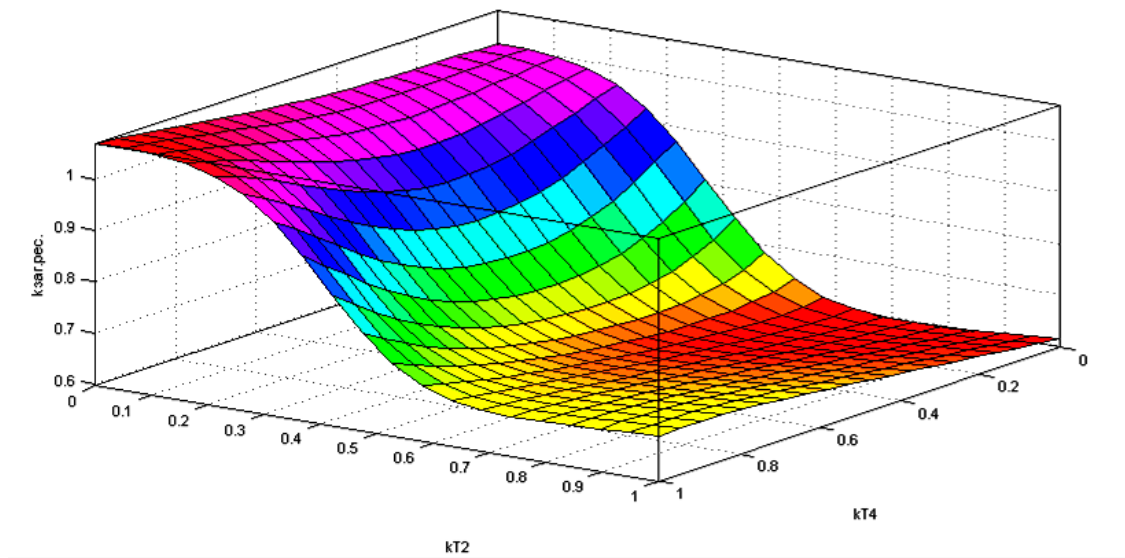


Рисунок 3.15 – Залежність коефіцієнта залишкового ресурсу ТС від  $k_{T2}$  та  $k_{T4}$

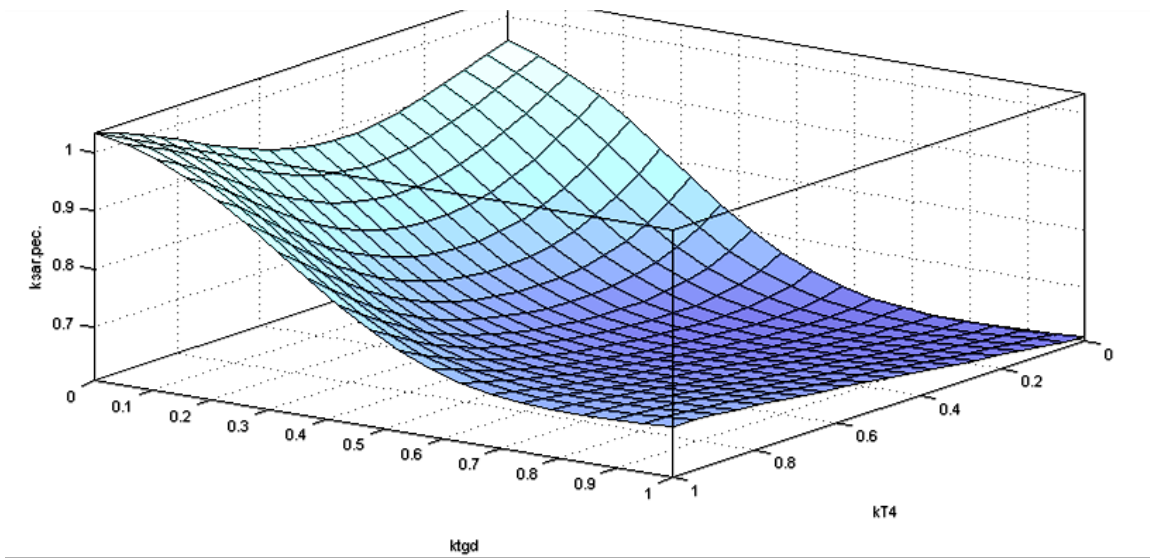


Рисунок 3.16 – Залежність коефіцієнта залишкового ресурсу ТС від  $k_{Tg(\delta)}$  та  $k_{PT4}$

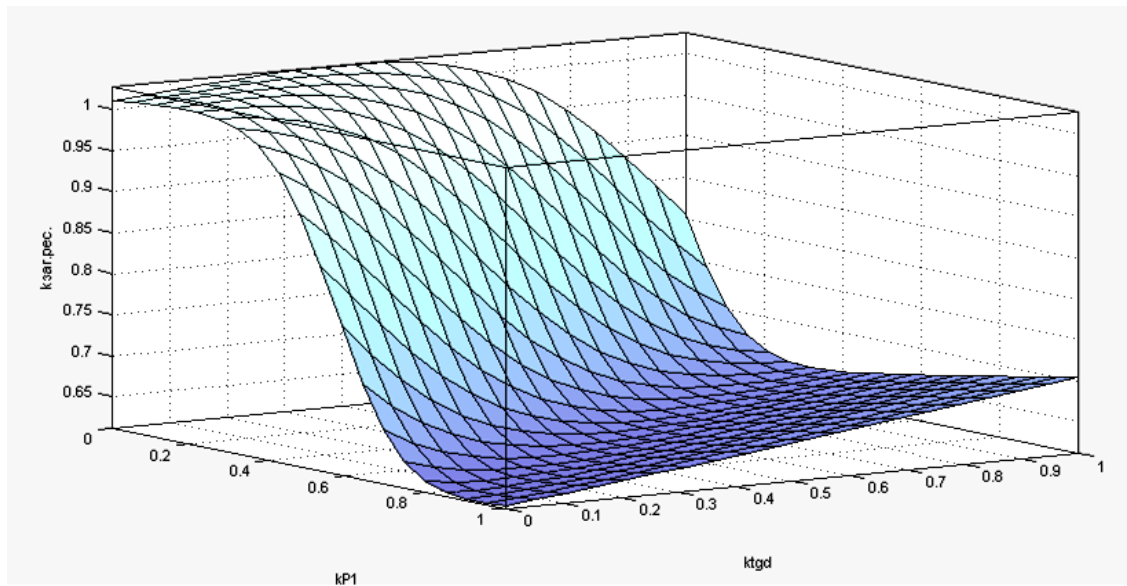


Рисунок 3.17 – Залежність коефіцієнта залишкового ресурсу ТС від  $k_{Tg(\delta)}$  та  $k_{P1}$

Незважаючи на складність залежностей, які показані на рис. 3.15-3.17

математична модель коефіцієнта залишкового ресурсу ТС (може бути використана для програмування нечіткого контролера з метою створення пристрою оперативного визначення стану ТС шляхом аналізу величини коефіцієнта залишкового ресурсу ТС.

### **Висновки до третього розділу**

В даному розділі розглянуто методи прогнозування в залишкового ресурсу трансформатора струму.

За допомогою системи комп'ютерної математики – «MATLAB» створено математичну модель коефіцієнту залишкового ресурсу ТС.

Отримана нейро-нечітка модель дозволяє визначити значення коефіцієнта загального залишкового ресурсу трансформатора струму в залежності від значень вхідних параметрів – коефіцієнтів залишкових ресурсів по кожному з контрольованих діагностичних параметрів.

Результати прогнозування можна використовувати у програмному забезпеченні сучасних мікропроцесорних пристроїв діагностування ТС.

## 4 ЗАСОБИ ДІАГНОСТУВАННЯ ВТС

Пристрої технічної діагностики - це технічні пристрої, призначені для вимірювання кількісних значень діагностичних параметрів. До їх складу входять такі основні елементи в різних комбінаціях: пристрій налаштування тестового режиму; датчики, які визначають діагностичні параметри та перетворюють їх у сигнал, придатний для обробки або безпосереднього використання; вимірювальні прилади та пристрої для відображення результатів (циферблатні індикатори, цифрові індикатори, екран осцилографа) [25].

До засобів технічної діагностики також можна віднести обладнання для автоматизації встановлення та підтримки режиму випробування, вимірювання параметрів та автоматизоване логічне обладнання, що виконує діагностику.

Метою діагностики є забезпечення раціональної роботи електрообладнання із заданими показниками надійності та зниження витрат на його обслуговування та ремонт. Поставлена мета досягається шляхом контролю технічного стану електрообладнання в процесі експлуатації, що дозволяє проводити технічне обслуговування та ремонт відповідно до діагностичних даних.

Основним завданням технічної діагностики є отримання достовірної інформації про технічний стан електрообладнання під час його експлуатації. Ця задача вирішується на основі вимірювання, регулювання, аналізу та обробки кількісних і якісних значень параметрів електрообладнання, а також шляхом контролю обладнання за допомогою діагностичного алгоритму.

Аналіз причин і проявів несправностей різних видів електрообладнання показує технічний стан кожного з них і характеризується як індивідуальними, так і сукупними характеристиками. Кожен тип пристрою характеризується несправностями, які повторюються в процесі роботи. Об'єднавши всі

несправності та ознаки їх прояву в окремі групи, отримуємо структуру діагностики електрообладнання, яка складається з трьох рівнів підсистем: функціональні перевірки, виявлення несправностей, оцінка та прогнозування працездатності. Крім того, кожен наступний рівень використовує результати попередніх [25].

Технічна діагностика включає два основних напрямки - експлуатаційну та ремонтну діагностику. Основним завданням оперативної діагностики є:

- раннє виявлення дефектів на працюючому або виведеному з роботи для обстеження (але нерозібраному) обладнанні;
- прогнозування розвитку дефектів, оцінка їх небезпеки, оцінка загального стану обладнання;
- підготовка рекомендацій щодо подальшої експлуатації й технічного обслуговування обладнання (наприклад, негайне виведення в ремонт, зсув термінів планових ремонтів, робота без обмежень і т.д.).

Ремонтна діагностика здійснюється на обладнанні, що виведене в ремонт. Серед її завдань :

- Локалізація дефектів обладнання;
- Визначення обсягу ремонтно-відновних робіт (можливо, з рекомендаціями про доцільність заміни обладнання).

Враховуючи існуючі тенденції підвищення надійності діагностичного контролю за рахунок автоматизації процесу вимірювань і реєстрації, зменшення кількості обслуговуючого персоналу й отримання оперативної інформації про технічний стан електрообладнання ТП, реалізація систем діагностики стає ефективною в режимі моніторингу діагностичних параметрів контрольованого електрообладнання.

#### 4.1 Класифікація засобів діагностування ВТС

Широкий спектр типів обладнання та технічних завдань діагностики призвів до використання різних діагностичних засобів, у зв'язку з різними принципами побудови та призначення [25]. Всі ці інструменти відрізняються між собою способами технічної реалізації, конструктивним виконанням, розташуванням відносно об'єкта діагностування, ступенем автоматизації, універсальністю; принципами дії на об'єкт діагностування; формою обробки й подання інформації про стан об'єкта; режимами роботи тощо.

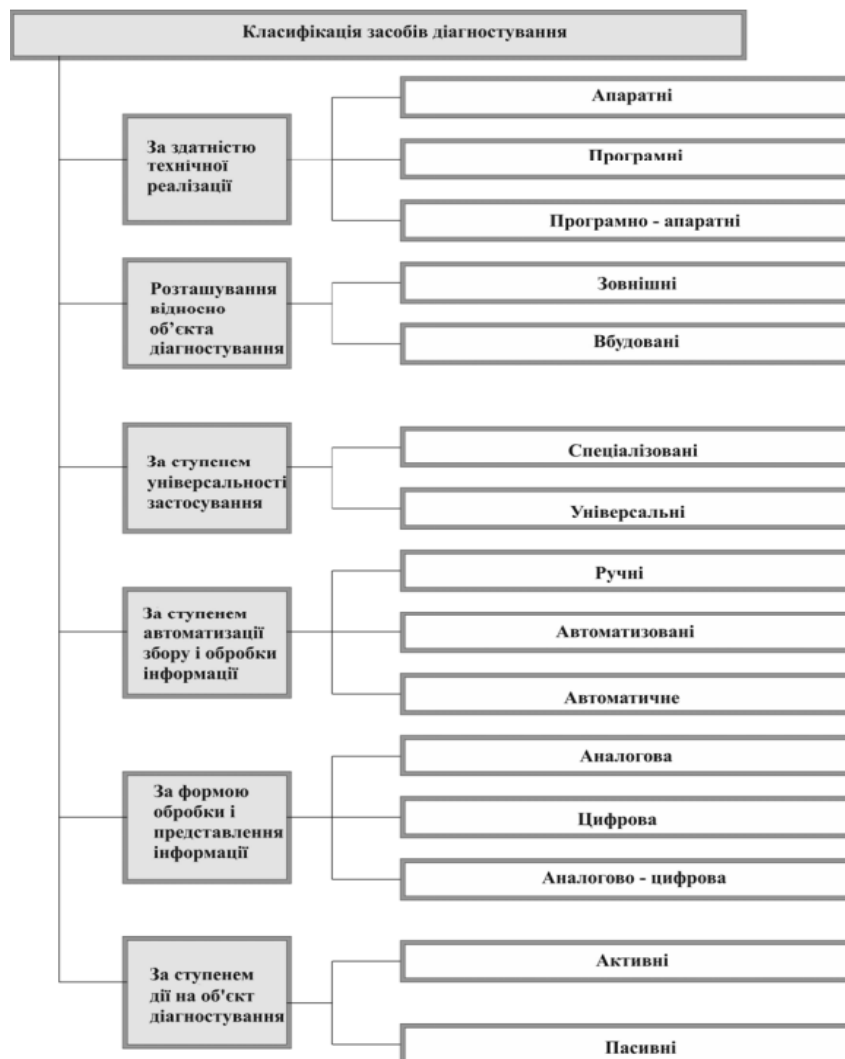


Рисунок 4.1 – Класифікація технічних засобів діагностування.

## 4.2 Засоби періодичного контролю ВТС

Періодичний контроль режиму роботи трансформатора струму здійснюється шляхом перевірки навантаження, рівня напруги та температури масла за допомогою вимірювальних приладів.

Додатково на гідроелектростанціях та підстанціях без постійного чергового персоналу, не оснащених пристроями телевимірювання, не менше двох разів на рік (зазвичай влітку та взимку) повинні проводитись погодинні записи навантаження для уточнень сезонних змін режиму роботи трансформатора струму. Крім того, здійснюється безперервний автоматичний контроль за навантаженням.

Візуальний контроль стану трансформатора. Для своєчасного виявлення несправностей трансформаторів, які при подальшому їх розвитку можуть призвести до аварій, всі трансформатори піддаються періодичному зовнішньому огляду (без вимкнення).

Планові огляди основних трансформаторів струму проводяться не рідше одного разу на добу на установках з постійним чергуванням оперативного персоналу та не рідше одного разу на місяць на установках без постійного чергування.

При плановому періодичному огляді перевіряються:

- Стан зовнішньої ізоляції - введів трансформатора, а також встановлених на ньому розрядників і опорних ізоляторів (цілісність фарфору, наявність тріщин, ступінь забруднення поверхні);
- Стан доступних ущільнень фланцевих з'єднань;
- відсутність течі масла;
- Стан доступних для спостереження контактних з'єднань.

По масловказівникам та масломірним склам визначають рівень масла в баку трансформатора та розширювачі, а також звертають увагу на колір масла.



Потемніння масла може свідчити, наприклад, про термічне розкладання внаслідок підвищеного нагрівання. Через оглядове скло оглядається індикаторний силікагель в осушувачах повітря бака трансформатора струму і вводів. Зміна кольору від блакитного до рожевого свідчить про зволоження сорбенту та необхідність перезарядження осушувача повітря.

Огляди трансформатора струму слід проводити у світлу пору доби або при увімкненому освітленні. У темряві виявляються дефекти, які самі є джерелами світіння: нагрівання контактних з'єднань, коронні та інші види часткових розрядів на поверхні зовнішньої ізоляції та інших.

Позачергові огляди трансформаторів зовнішньої установки необхідно проводити за екстремальних атмосферних умов: різке зниження температури навколишнього повітря, ураган, сильний снігопад, ожеледиця. При цьому перевіряються рівень олії, стан вводів, системи охолодження.

Позачергові огляди проводяться також після короткого замикання обмоток (КЗ) або з появою сигналу газового реле. У першому випадку перевіряється стан струмоведучих ланцюгів, що обтікалися струмом КЗ, а також ізоляторів, що перенесли дію динамічних навантажень, у другому стан газового реле і його ланцюгів. При необхідності позачерговий огляд може проводитися і з відключенням трансформатора — коли необхідно ретельніше вивчення елемента, стан якого вселяє сумнів, або коли доступ до об'єкта, що перевіряється, неможливий без зняття напруги.

До пошкоджень, що викликає спрацьовування релейного захисту, відносяться міжфазні та однофазні замикання в обмотках та на висновках, виткові замикання в обмотках, частковий пробій ізоляції вводів, а також пошкодження, пов'язані з виділенням газу та підвищенням тиску в баку трансформатора та регулювального пристрою.

Широке поширення завдяки своїй відносній простоті та чутливості до

великого числа внутрішніх пошкоджень масляного трансформатора та його перемикаючого пристрою набув газовий захист. Внутрішні пошкодження трансформатора, як правило, супроводжуються розкладанням олії та інших ізоляційних матеріалів з утворенням летких газів. Гази піднімаються до кришки трансформатора і потрапляють у розширювач через газове реле, встановлене на маслопроводі, що з'єднує розширювач з баком. Існує кілька типів реле, які встановлюються на трансформаторах залежно від їхньої потужності.

### **4.3 Засоби періодичного контролю технічного стану ВТС**

Використання застарілого, що у багатьох випадках виробило свій ресурс електрообладнання призводить до різкого зниження загальної надійності систем виробництва та розмежі електроенергії. У цих умовах зростає роль різних методів та систем моніторингу та діагностування.

Робота із встановлення ступеня зв'язку значень діагностичних параметрів ізоляції з показниками її надійності почалася наприкінці 70-х років минулого століття, проте повноцінний аналіз та оцінка ефективності діагностичних параметрів для моніторингу мало досліджувалися.

Існують такі діагностичні параметри, які можна автоматизовано вимірювати у процесі роботи вводів та трансформаторів струму.

1. Значення тангенсу кута діелектричних втрат та ємності основний ізоляції. Це найбільш важливі діагностичні критерії, оскільки вони безпосередньо пов'язані з основними характеристиками ізоляційного матеріалу – діелектричними втратами та діелектричною проникністю. Діелектрична проникність визначається ступенем поляризації діелектрика. Для ізоляційних конструкцій прийнято розглядати пропорційну їй місткість між електродами конденсатора. При поляризації діелектрика енергія поля витрачається на переміщення електричних зарядів частина цієї енергії розсіюється в обсязі

діелектрика. Цю частину енергії характеризує потужність діелектричних втрат. Потужність діелектричних втрат залежить не тільки від характеристик діелектрика та частоти прикладеного до нього напруги, а й від обсягу ізоляції. Тому для оцінки стану ізоляції прийнято використовувати тангенс кута діелектричних втрат, який майже залежить від розмірів ізоляційної конструкції. Величина дає усереднену об'ємну характеристику стану діелектрика, так як активна складова струму, спричинена діелектричними втратами у місцевому дефекті належить до загального ємнісного струму об'єкта [26]. Саме зміна дає можливість зафіксувати дефект на ранній стадії розвитку та спрогнозувати відмову обладнання. Причому даний критерій є актуальним як для вводів з паперово-масляною так і з RIP-ізоляцією.

2. Пробій частини ізоляції вводів 500кВ Trench з RIP-ізоляцією через підключення приладу КИВ500 супроводжувався зростанням  $1 \text{ tg}\delta$  з 0,44% до 1,26% одному вводу та з 0,6% по 0,96% за іншим введенням [27].

Слід зазначити, що дефекти даного виду можуть викликати зниження значення  $\text{tg}\delta$  після часткового пробою, тому важливо аналізувати не тільки миттєві значення параметра, а всю історію вимірювань в безперервному режимі за весь період експлуатації.

3. Відкладення напівпровідних колоїдних з'єднань на внутрішній поверхні фарфорових покришок маслонаповнених вводів («жовтий наліт») за результатами [28] може бути зафіксовано вимірами під робочою напругою з відстеженням температурних залежностей, при цьому значення параметра можуть набувати негативних значень.

4. Відкладення X-віску та розвитку пробою в ізоляційному кістяку введення з маслом типу ГК також фіксується контролем значення під робочою напругою [28].

5. Контроль зміни ємності дозволяє зафіксувати грубий дефект, такий як

перекриття частини ізоляції апарату на завершальній стадії пошкодження для негайного аварійного його відключення. Само собою абсолютне значення даного параметра не є ознакою відмови.

Ознакою відмови є збільшення значення від паспортного на величину відповідну перекриття однієї або кількох конденсаторних обкладок в ізоляції. Цей критерій застосовується як для паперово-масляної, так і для РІР-ізоляції. Час від появи часткового пробою до повного пробою ізоляції може бути різним, тому пробій навіть однієї обкладки повинен бути ознакою необхідності негайного відключення обладнання. Цей параметр є аналогом параметра «провідність» і має ідентичний із ним діагностичний сенс.

6. Важливим є не лише абсолютні значення  $\text{tg}\delta$ , але і їх зміни за різні періоди, швидкість зміни, абсолютна зміна, а також середньодобові, тижневі, сезонні, річні значення  $\text{tg}\delta$  (доба, тиждень, рік є закінченими періодичні цикли коливання ряду експлуатаційних факторів, таких як струм навантаження, температура навколишнього середовища та ін.). Важливо, що з бездефектної ізоляції  $\text{tg}\delta$  не збільшується протягом усього терміну його служби, тобто. початкові значення  $1 \text{ tg}\delta$  є основою для порівняння з отриманими даними при чергових вимірах [29], при цьому для бездефектної ізоляції значення параметра зберігають стабільність при зміні величини прикладеної напруги.

7. Амплітуда та фаза вектора небалансу струмів комплексної провідності ізоляції 3-х фазної групи, де амплітуда кількісно характеризує дефект, а фаза вектор вказує на якому з об'єктів він розвивається.

8. Температурний коефіцієнт ізоляції (температурна залежність  $\text{tg}\delta$ ) – додатковий діагностичний параметр, збільшення якого свідчить про розвиток дефекту в целюлозній ізоляції або погіршення характеристик олії. Значення цього параметра дозволяє зробити непрямий висновок про наявність домішок в маслі, високому вмісті олії, наявності джерел інтенсивних ЧР в основній ізоляції та її

перегрівах.

9. Інтенсивність часткових розрядів – часткові розряди (ЧР) в основній ізоляції у багатьох випадках є першопричиною зміни тангенса та ємності. Тому, було б логічно контролювати інтенсивність, рівень та сумарну потужність часткових розрядів.

Однак, використання цього параметра в умовах експлуатації утруднено, низка дослідників, наприклад, виробників високовольтного обладнання пишуть про марність цього параметра в умовах експлуатації, в той же час ряд дослідників таких як п. М. Сві, В. А. Русов, В. П. Вдовіко, Ю. П. Аксьонов, E. Lemke, L. Renforth та ін. у своїх роботах описують методи діагностики на основі вимірювання характеристик часткових розрядів в основній ізоляції ЧР мають, як правило, велику інтенсивність, тому створення вимірювальних пристроїв з необхідною чутливістю не викликає труднощів. Однак, можливість виявлення дефектів ізоляції, реєстрацією ЧР експлуатації визначається чутливістю апаратури, а здатністю фільтрації зовнішніх перешкод, тобто з усуненням перешкод або зниженням їхнього рівня. Перешкоди при вимірюванні ЧР можуть викликатися будь-якими процесами в мережі, пов'язаними з різкими змінами струму, а також джерелами високочастотних напруг. При вимірюванні часткових розрядів в умовах експлуатації джерела перешкод, як правило, не можуть бути усунені. Додаткові перешкоди можуть створювати радіопередавачі, ЧР у сусідньому обладнанні, розряди між шинами, розряди між елементами струмопроводів, розряди на загострених краях арматури чи кінцях ножів відключених роз'єднувачів тощо [26]. Основним джерелом непереборних перешкод при вимірах в експлуатаційних умовах є коронні розряди на проводах, арматурі та обладнанні (так званий основний рівень перешкод), які мають характеристики схожі на характеристики ЧР при реєстрації електричними методами. Вібрація обладнання створює перешкоди під час реєстрації

акустичними методами. Тому основною проблемою при вимірюванні в умовах експлуатації є селекція часткових розрядів. Незважаючи на велику кількість робіт, описують дані методики селекції, практичні спостереження показують, що часто дані алгоритми та методики в умовах високовольтних станцій та підстанцій виявляються малоефективними. На рис. 4.1 показаний приклад реєстрації рівнів часткових розрядів, або коректніше називатимемо виконані вимірювання – «розрядної активності». На рис. 4.1 зареєстрована розрядна активність має виражену кореляцію з температурою ізоляції, що дозволяє зробити припущення про зв'язок, зареєстровану розрядну активність, зі станом ізоляції.

Як показано на прикладі до контролю часткових розрядів в експлуатації необхідно ставитися як до додаткового методу, який у сукупності з основними може дозволити підвищити достовірність оцінки технічного стану введення або трансформатора струму. Також для введення слід пам'ятати, що нормальним рівнем часткових розрядів в основній ізоляції вважається 5пКл, а для ізоляції обмоток силових трансформаторів – 300 пКл, тому очевидно, що Виявлення дефектів вводів по даному параметру дуже утруднено.

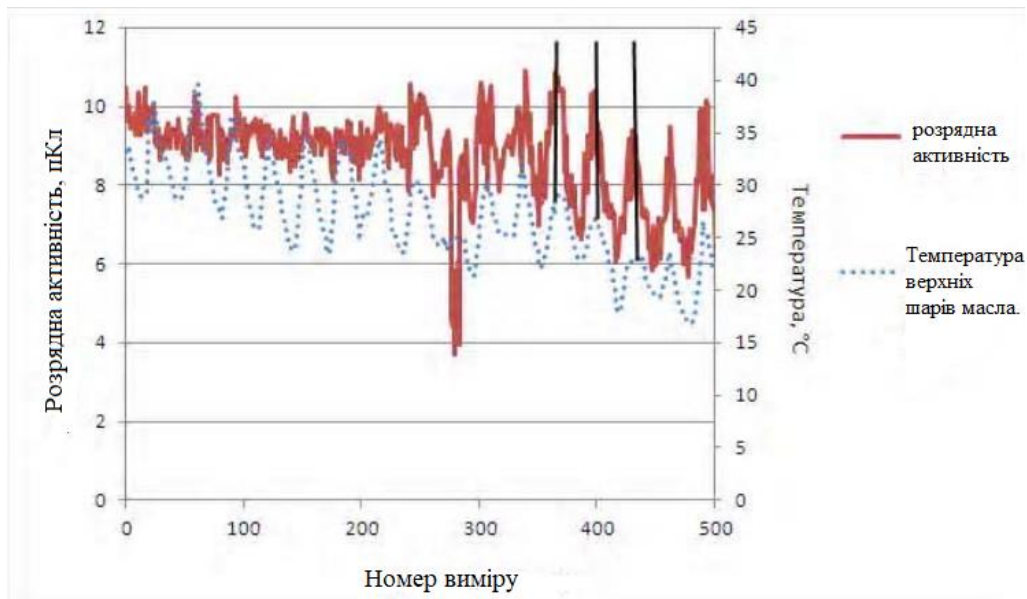


Рисунок 4.2 – Кореляція значень розрядної активності з температурою верхніх шарів масла.

Слід зазначити, що методики кількісного визначення величини здається заряду часткових розрядів в умовах експлуатації є теоретично малообґрунтованими, а з погляду практики – малодослідженими. Тому для експлуатаційного контролю характеристик часткових розрядів в основній ізоляції трансформаторів струму та вводів коректніше було б застосовувати термін «розрядна активність». Розрядна активність - це безрозмірна величина, що передбачає умовну кількісну оцінку зміни рівня часткових розрядів в основній ізоляції.

Таким чином, модель залишкового ресурсу, запропонована модель може бути суттєво вдосконалена, шляхом впровадження в модель рівня розрядної активності, а також шляхом прогнозу зміни значень діагностичних параметрів та розрахунку залишкового ресурсу не на основі припущення про подальше (за по відношенню до моменту розрахунку ймовірності безвідмовної роботи) знос тільки за рахунок природного старіння, а на основі прогнозу значень діагностичних параметрів з урахуванням алгоритмів «нечіткої» логіки.

### **Висновки до четвертого розділу**

Використання застарілого, що у багатьох випадках виробило свій ресурс, електрообладнання призводить до різкого зниження загальної надійності систем виробництва та розподілення електроенергії. У цих умовах зростає роль різних методів та систем моніторингу та діагностування

Нині існує багато програм, які допомагають в діагностиці електрообладнання та захищають його

## 5 ЕКОНОМІЧНА ЧАСТИНА

### 5.1 Техніко-економічне обґрунтування

Поняття економічної ефективності передбачає коректне співставлення понесених витрат з отриманими результатами.

Основною метою економічних розрахунків в будь-яких інвестиційних проектах є обґрунтування рішень на основі оцінки їх економічної ефективності.

Світова економічна практика давно виробила методи оцінки інвестиційних проектів, які враховують всі можливі умови реалізації і тому мають властивість універсальності, що і дозволяє використовувати їх для визначення ефективності майже будь-якого проекту з достатньою точністю.

Впровадження методів діагностики ТС потребують економічного обґрунтування. Припускається, що здійснення рішень вимагає певних капіталовкладень і тому завдання зводиться до оцінки їх ефективності. Для цього необхідна якісна і кількісна оцінка великої кількості факторів і показників. Наприклад, яких витрат потребує капіталовкладення, які доходи воно принесе, як ці витрати і доходи будуть розподілятися в часі.

Порівняння різних варіантів інвестиційних проектів і вибір кращого з них здійснюється з використанням системи показників, що враховують фактор часу за допомогою дисконтування, базовими з яких вважається:

- чиста приведена вартість (Net Present Value (NPV)) ,
- термін окупності ( $T_{ок}$ ) .

Дисконтні методи засновані на приведенні різночасових платежів і надходжень до деякого фіксованого моменту часу. Інструментом приведення є норма дисконту ( $E$ ), що називається також належним рівнем (нормою) прибутковості, ставкою порівняння або «бар'єрною» ставкою. Вона уособлює собою прийнятний для інвестора відсоток повернення на інвестований капітал за



певний період нарахування.

## 5.2 Визначення капіталовкладень

У випадках власних не залучених фінансових ресурсів орієнтиром необхідної норми прибутковості є середній банківський відсоток за банківськими вкладками з урахуванням їх оподаткування, який на даний час складає 18%.

Чиста приведена вартість відноситься до показників ефекту капіталовкладень і характеризує чистий абсолютний результат або віддачу від реалізації інвестиційного проекту, і визначається за формулою (5.1). Від'ємне значення приведення вартості свідчить про неефективність інвестиційного проекту при даній нормі дисконту. Прийнятність того чи іншого варіанту деякого інвестиційного проекту оцінюється за величиною  $NPV > 0$ , чим він більше, тим відповідний варіант кращий.

$$NPV = -K + \sum_t^T \frac{D_t}{(1+E)^t}, \quad (5.1)$$

де  $K$  - капітальні затрати (інвестиційні затрати),  $D_t$ - чистий результат (ефект) від вкладень на  $t$ -му кроці,  $E$  – норма дисконту.

Термін окупності, без врахування фактору часу при однаковому покроковому надходженні прибутку і розмірі інвестицій  $K$  рівний

$$T_{ок} = \frac{K}{D_t}. \quad (5.2)$$

В загальному випадку, під терміном окупності розуміють мінімальну тривалість періоду, протягом якого сума дисконтованих чистих надходжень покриває суму приведених інвестиційних затрат і в подальшому чистий інтегральних ефект залишається не від'ємним.

Економічна ефективність системи технічної діагностики трансформаторів визначається зниженням експлуатаційних витрат на ремонти і зниженням збитку від аварійних відмов обладнання, вартістю заміни чи ремонту пошкодженого обладнання, а також зменшенням збитку від недовідпуску електроенергії.

Розглянемо розрахунок економічної ефективності вдосконалення системи оперативного діагностування на прикладі частини енергосистеми, в якій знаходяться 32 силових трансформаторів 330/110 кВ. Тоді формулу (5.1) можна записати

$$NPV = -K_{обл} + \sum_t^T \frac{(\Delta Z_t - Z_D)}{(1 + E)^t}, \quad (5.3)$$

де  $K_{обл}$  - капітальні затрати на придбання обладнання для діагностики;

$\Delta Z_t$  - зменшення річних затрат на трансформатори (технічне обслуговування і ремонти);

$Z_D$  - річні затрати на проведення діагностування;

$T$  - період часу, що розглядається.

Капітальні затрати на придбання обладнання для діагностування приведено в таблиці 5.1.

Таблиця 5.1 – Капітальні затрати на придбання обладнання для діагностування

Вид обладнання	Вартість обладнання, тис. грн..
Обладнання для on-line моніторингу розчинених газів у маслі високовольтних вводів за допомогою приладу HYDROCAL1008	1140
Обладнання для on-line моніторингу комплексної провідності високовольтних вводів КІН-750	1000
Обладнання FRAnalyzer - свіп-аналізатор частотних характеристик для діагностування обмоток силових трансформаторів.	1050
Обладнання для проведення тепловізійного обстеження	350
Вартість обладнання для on-line моніторингу tgδ трансформаторного масла в баку трансформатора	240
Обладнання для on-line моніторингу tgδ масла в баку	150
Разом	3930

Затрати на поточні і розширені поточні ремонти 32 трансформатора за попередніх вісім років наведено у таблиці 5.2.

Таблиця 5.2 – Затрати на проведення ремонтів, тис. грн.

Вид ремонту	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Поточні	95	98	38	105	103	97	97	100	106	105

Продовження таблиця 5.2

Розширені поточні	1020	480	1860	6820	1020	1050	2175	600	560	500
Разом	1115	578	1898	6925	1123	1147	2272	700	666	605
Разом	17029									

Значні затрати на 4 році викликані аварією, що призвела до необхідності заміни елементів на одному з трансформаторів. На 7 році внаслідок аварії довелось замінити високовольтний ввід.

Очікується, що запропоноване вдосконалення системи діагностики дозволить зменшити кількість ремонтів а також уникнути раптових тяжких аварій, таких як вибухи високовольтних ввідів, які в подальшому вимагають їх повної заміни. Очікувані затрати на ремонти в наступні 10 років подані у таблиці 5.3.

Таблиця 5.3 – Затрати на проведення ремонтів, тис. грн.

Вид ремонту	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Поточні	99	94	87	90	91	96	93	94	93	91
Розширені поточні	850	490	730	800	980	920	920	960	600	540
Разом	949	299	817	890	1071	1016	1013	1054	693	631
Разом	8523									

Отже, очікуване зменшення затрат на ремонти трансформаторів (в тому

числі на обладнання, комплектуючі вироби та матеріали) за 10 років складає

$$\Delta Z = 17029 - 8523 = 8506 \text{ (тис. грн.)}. \quad (5.4)$$

Тому за рік в середньому зменшення витрат складе

$$\Delta Z_t = \frac{8506}{10} = 850.6 \text{ (тис. грн.)}. \quad (5.5)$$

Затрати на проведення діагностування визначаємо із таблиці 5.4.

Таблиця 5.4 – Вартість проведення діагностування

Вид робіт	Вартість для одного трансформатора, грн.	Вартість для 36 трансформаторів, тис. грн.
Хроматографічний аналіз масла	320	11.5
Свіп-аналіз частотних характеристик	600	21.6
Контроль комплексної провідності високовольтних вводів	260	9,3
Контроль ємності основної ізоляції силового трансформатора	350	12,6
Визначення tgδ масла в баку РПН	350	12,6
Контроль температури верхніх шарів масла баку трансформатора	400	14,4
Разом	2260	82

Підставимо відомі значення у формулу (5.3):

$$NPV = -39300000 + \sum_{t=1}^{10} \frac{(8506000 - 82000)}{(1 + 0,18)^t} = 339300 \text{ (грн.)}. \quad (5.6)$$

Термін окупності за формулою (5.2):

$$T_{ок} = \frac{39300000}{8506000 - 82000} = \frac{1030000}{275200} \approx 4.6 \text{ (років)}. \quad (5.7)$$

З приведених розрахунків видно, що прибуток від реалізації проекту почне надходити на кінець п'ятого року і до кінця 10-го року складе 339300 грн.

### **Висновок до п'ятого розділу**

Розрахунки довели економічну ефективність впровадження системи оперативного діагностування вимірювальних трансформаторів струму . Впровадження методів та засобів оперативного визначення технічного стану вимірювальних трансформаторів струму в темпі процесу оптимального диспетчерського керування нормальними режимами ЕЕС дає можливість оперативному персоналу враховувати можливості цього обладнання і зменшити його пошкоджуваність.

## 6 ОХОРОНА ПРАЦІ ТА БЕЗПЕКА В НАДЗВИЧАЙНИХ СИТУАЦІЯХ

### 6.1 Задачі розділу

Враховуючи те, що для мінімізації ризику професійного захворювання та травматизму працівників що займаються питаннями експлуатації трансформаторів струму, пов'язаних з діагностикою їх стану в темпі процесу вимагає вирішення цілого комплексу питань з охорони праці, тому сформулюємо основні задачі охорони праці за темою МДР:

1. Провести аналіз умов праці при виконанні робіт, пов'язаних з діагностикою систем діагностики трансформаторів струму, які працюють у складі електроенергетичної системи України, за міждержавним ГОСТ12.0.003-74 «Опасные и вредные производственные факторы. Классификация».

2. Розробити організаційно-технічні рішення з охорони праці при експлуатації трансформаторів струму. Розрахувати параметри заземлюючого пристрою для підстанції 330 кВ.

3. Визначити області працездатності електричної підстанції 330кВ в умовах дії загрозливих чинників НС.

Кожна людина в Україні має право на охорону праці. Гарантії прав на охорону праці починаються вже з моменту обговорення та укладання трудової угоди, оскільки згідно ст. 5 Закону «Про охорону праці» умови трудового договору не можуть містити положень, що суперечать законам та іншим НПАОП. Під час укладання трудового договору роботодавець повинен проінформувати працівника під розписку про умови праці та про наявність на його робочому місці небезпечних і шкідливих виробничих факторів, які ще не усунуто, можливі наслідки їх впливу па здоров'я та про права працівника на пільги і компенсації за роботу в таких умовах.

Працівнику не може пропонуватися робота, яка за медичним висновком протипоказана йому за станом здоров'я. До виконання роби підвищеної небезпеки та тих, що потребують професійного добору, допускаються особи за наявності висновку психофізіологічної експертизи.

В приміщенні є небезпечні і шкідливі виробничі фактори. Відносно наступних з них в проекті передбачені рішення з охорони праці:

Фізичні:

- небезпечний рівень напруги в електричній мережі, замикання якої може пройти через тіло людини;

- підвищена або знижена відносна вологість повітря;

- підвищена або знижена температура повітря робочої зони;

- підвищена або знижена швидкість руху повітря.

- підвищена запиленість повітря в робочій зоні;

- недостатня освітленість робочої зони;

- недостача природного світла;

Психофізіологічні:

- статичні (розумове напруження, перенапруга аналізаторів, монотонність праці, емоційні перевантаження).

## **6.2 Технічні рішення з безпечної експлуатації об'єкта**

Експлуатація масляного обладнання висуває ряд специфічних вимог з охорони праці як при роботі з ним [30].

Відповідно з ГОСТ 12.1.013-78 умови праці в КРП за ступенем небезпеки ураження працівників електричним струмом є умовами з підвищеною небезпекою, тому що підлога у приміщеннях є струмопровідною.



Згідно із ГОСТ 12.1.030-81, в якості захисту від ураження робочого персоналу електричним струмом застосовується заземлення. Крім того безпека експлуатації при нормальному режимі роботи забезпечується застосуванням ізолювальних пристроїв, огороженням струмоведучих частин, використанням малих напруг. Особи, що обслуговують електроустановки повинні користуватися ЗІЗ - спецвзуття, рукавиці. Засоби захисту необхідно періодично випробувати, їх слід захищати від механічних пошкоджень, впливу факторів, що погіршують їх діелектричні властивості.

Загальні вимога безпеки до виробничого обладнання встановлені згідно з ГОСТ 12.2.003-74, в якому визначені вимоги до основних елементів конструкції, органів управління і засобів захисту, які входять в конструкцію виробничого обладнання любого виду і призначення.

Для безпечного проведення робіт з ремонту трансформаторів струму та напруги слід виконувати наступні організаційні заходи:

- оформлення робіт згідно з нарядом;
- допуск до роботи;
- нагляд під час роботи;
- вивісити плакати «Не вмикати! Працюють люди».

Відповідальним за безпеку проведення робіт по ремонту трансформаторів струму є:

- Людина, яка видала наряд;
- Відповідальний керівник робіт;
- Виконавець робіт;
- Члени бригади.

Для організації проведення ремонтних робіт на трансформаторах необхідно попередньо, не пізніше 10 години дня, що передує дню початку проведення робіт, подати заявку головному інженеру підприємства.

Оформити вбрання - допуск (розпорядження) та передати його оперативному персоналу для підготовки робочого місця.

Той, хто видає наряд, визначає необхідність і можливість безпечного виконання роботи. Він відповідає за достатність та правильність зазначених у наряді (розпорядженні) заходів безпеки, за якісний та кількісний склад бригади та призначення відповідальних за безпеку, а також за відповідність виконуваних роботі груп перерахованих у наряді працівників.

Відповідальний керівник робіт відповідає за виконання всіх зазначених у наряді заходів безпеки та їх достатність, за вживані ним додаткові заходи безпеки, необхідні за умовами виконання робіт, за повноту та якість цільового інструктажу бригади, у тому числі проведеного роботодавцем та виробником робіт, а також за організацію безпечного проведення робіт.

Виконавець робіт відповідає за:

- відповідність підготовленого робочого місця вказівкам наряду, додаткові заходи безпеки, необхідні за умов виконання робіт;
- за чіткість та повноту інструктажу членів бригади;
- наявність, справність та правильне застосування необхідних засобів захисту, інструменту, інвентарю та пристроїв;
- за збереження на робочому місці огорож, плакатів, заземлень, замикаючих пристроїв;
- за безпечне проведення роботи та дотримання вимог «Інструкції з охорони праці електрослюсаря з ремонту обладнання розподільчих пристроїв» ним самим та членами бригади;
- за здійснення постійного контролю над членами бригади.

Виробник робіт, що виконуються за нарядом в електроустановках напругою понад 1000 В, повинен мати групу IV.

## 6.3 Технічні рішення з гігієни праці та виробничої санітарії

### 6.3.1 Мікроклімат

Основними нормативними документами, що регламентують параметри мікроклімату виробничих приміщень, є ДСН 3.3.6.042-99. Мікроклімат енергопідприємства характеризується наступними чинниками: температурою повітря, відносною вологістю повітря, швидкістю руху повітря, інтенсивністю теплового випромінювання. Роботи по обслуговуванню електротехнологічного обладнання відносяться до категорії Іб по важкості праці. Енерговитрати за цією категорією становлять - до 140-174Вт.

Склад повітря робочої зони забруднення повітря робочої зони регламентується граничнодопустимими концентраціями (ГДК) в мг/м<sup>3</sup>. На енергооб'єктах виділяється пил нетоксичний. При роботі системи вентиляції, провітрюванні у приміщенні може попадати пил та інші шкідливі речовини, які виділяються при технологічних процесах в цеху і знаходяться повітрі навколишнього середовища. Їх ГДК відповідно до [31] наведено в таблиці 6.1. Для забезпечення складу повітря робочої зони відповідно до ГОСТу 12.1.004-91. ССБТ проектом передбачені наступні рішення [31]: - застосування пиловідсмоктуючих агрегатів з рукавними фільтрами, які встановлені безпосередньо на дільницях біля обладнання із яких очищене повітря поступає у виробниче приміщення; - необхідно проводити контроль за ГДК шкідливих речовин у приміщенні; - застосовувати природну вентиляцію: організовану і неорганізовану. Незважаючи на нетоксичність цеоліту, використовуюваного при заповненні фільтрів вимикача, наявність пилу цеоліту в повітрі може викликати ерозію носоглотки. Допустима концентрація пилу цеоліту в повітрі приміщення - 2 мг / м. Роботи щодо заповнення фільтрів або їх

спорожнення повинні проводитися персоналом в спецодязі і респіраторах (або в витяжній шафі) в спеціально обладнаному приміщенні.

### 6.3.2 Склад повітря робочої зони

Забруднення повітря робочої зони регламентується гранично-допустимими концентраціями (ГДК) в мг/м<sup>3</sup>.

На енергооб'єктах виділяється пил нетоксичний. При роботі системи вентиляції, провітрюванні у приміщенні може попадати пил та інші шкідливі речовини, які виділяються при технологічних процесах в цеху і знаходяться повітрі навколишнього середовища. Їх ГДК відповідно до [31] наведено в таблиці 6.1.

Таблиця 6.1 – Гранично допустима концентрація шкідливих речовин в повітрі робочої зони

Назва речовини	Величина ГДК, <i>мг / м<sup>3</sup></i>		Клас небезпеки
	Максимально но разова	Середньодо бова	
Пил нетоксичний	0,5	0,15	4
Елегаз	1	0,08	2

#### 6.3.2.1 Вказівка заходів безпеки при роботі масляним обладнанням

Роботи з обслуговування масляних трансформаторів проводяться за розпорядженням або в порядку поточної експлуатації не менше ніж двома працівниками, один з яких має групу з електробезпеки не нижче IV, інший - не нижче III.

До робіт з експлуатації масляних трансформаторів допускаються особи не молодші 18 років, які пройшли медичне обстеження, інструктаж та навчання на робочому місці, перевірку знань правил з охорони праці відповідно до Положення про порядок навчання та перевірки знань з охорони праці керівників, спеціалістів та робітників підприємств, установ та організацій зв'язку.

Кожен працівник повинен бути забезпечений спеціальним одягом та засобами індивідуального захисту відповідно до Типових галузевих норм безкоштовної видачі спеціального одягу, спеціального взуття та інших засобів індивідуального захисту.

При обслуговуванні масляних трансформаторів можливі дії наступних небезпечних та шкідливих виробничих факторів:

- небезпечної напруги в електричному ланцюзі, замикання якого може статися через тіло людини;

- небезпеки виникнення пожежі

Працівники, які обслуговують масляні трансформатори, зобов'язані:

- Виконувати правила внутрішнього трудового розпорядку;

- Дотримуватись інструкції щодо заходів пожежної безпеки;

- Виконувати роботи тільки в тому обсязі та в тій технологічній послідовності, що передбачена інструкцією з технічної експлуатації для даного типу трансформаторів;

- Вміти надавати першу медичну допомогу постраждалим від електричного струму та за інших нещасних випадків

- У разі травмування або нездужання сповістити свого безпосереднього керівника;

- Про кожен нещасний випадок постраждалий або очевидець негайно повідомляє безпосереднього керівника.

Вимоги безпеки під час роботи.

Забороняється:

- Виконувати роботи та перемикання на трансформаторі, включеному в мережу хоча б з одного боку.
  - Залишати перемикач у проміжному положенні без фіксації.
  - Експлуатувати трансформатор без олії або при зниженні рівня олії у розширювачі нижче температурної позначки.
  - Експлуатувати трансформатор за невідповідності відібраного масла нормам якості за результатами фізико-хімічного аналізу.
  - Експлуатувати трансформатор із пошкодженими вводами (тріщини, сколи).
  - Вмикати трансформатор без заземлення блоку.
  - Під час роботи дозволяється користуватися переносною лампою напругою не вище 12 В.
  - Доливання масла проводиться за допомогою широкої лійки та спеціальною посудиною ємністю до 3-х літрів.
  - При використанні гайкових ключів їх слід підбирати за розмірами гайок. Викрутити гайки ключами великого розміру з прокладкою металевих пластин між гранями гайки і ключа, подовжувати гайкові ключі другим ключем або трубою забороняється.
  - При обслуговуванні масляних трансформаторів забороняється застосування металевих драбин і драбин.
- Перш ніж розпочати роботу на сходах, необхідно забезпечити її стійкість. Забороняється експлуатація трансформаторів при виявленні:
- Сильного нерівномірного шуму та потріскування трансформатора.
  - Ненормального та постійного зростаючого нагрівання трансформатора при нормальних навантаженнях та охолодженні.
  - Викиду олії з розширювача.
  - Течі олії зі зниженням її рівня нижче рівня масломірного скла.

## 6.4 Розрахунок параметрів заземлюючого пристрою підстанції 220-330 кВ

Заземлювач характеризується опором, що навколишня земля робить стікаючому з його струму.

Грунт мінерального або органічного походження, у якому відбувається розтікання струму з заземлювача, має в сухому стані незначну електропровідність твердої основи. Однак різні солі і кислот, що утримуються в землі, при наявності вологи створюють електроліти, що і визначають в основному електропровідність землі. Чим менше розміри часток ґрунту, тим більше його вологоємність. Пісок має пористу структуру і має дуже малу вологоємність, глина і перегній мають колоїдну будову часток, значну вологоємність.

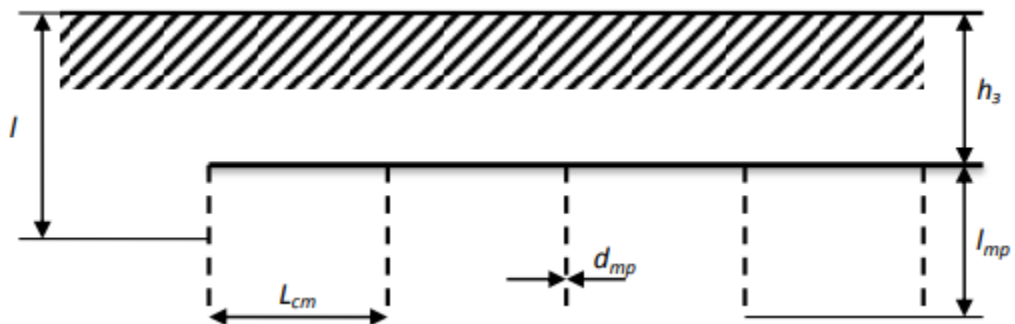


Рисунок 6.1 – Схема заземлюючого пристрою.

Таблиця 6.2 – Вихідні дані для розрахунку заземлення

Вид заземлювача	стрижневий
Довжина заземлювача, $l_{мп}$ , см	500
Діаметр заземлювача, $d_{мп}$ , см	4
Глибина занурення вимикача, $h_з$ , см	80

Продовження таблиці 6.2

Ширина з'єднувальної смуги, $b_c$ , см	5
Грунт	глина
Кліматична зона	II

Наближені значення питомого опору деяких ґрунтів наведені в табл. 6.3.

Визначаємо питомий опір ґрунту  $\rho_{табл}$ , який рекомендовано для розрахунків,  $Ом \cdot см$  (табл. 6.2).

Визначаємо підвищувальні коефіцієнти для труб вертикальних заземлювачів  $K_{П.Т}$  та для з'єднувальної полоси  $K_{П.С}$ , які враховують зміну опору ґрунту в різні пори року залежно від наявності опадів.

Таблиця 6.3 – Приблизні значення питомих опорів ґрунтів

Грунт	Значення, які рекомендуються для розрахунків, $Ом \cdot см$
Пісок	70000
Супісок	30000
Суглинок	10000
Глина	4000
Чорнозем	2000



Таблиця 6.4 – Значення підвищувальних коефіцієнтів за кліматичними зонами

Кліматична зона	Тип заземлювача	
	Горизонтально прокладені заземлювачі, $K_{П.С}$	Стрижневі вертикально встановлені заземлювачі, $K_{П.Т}$
I	4,5-7	1,8-2
II	3,5-4,5	1,6-1,8
III	2,5-4	1,4-1,6
IV	1,5-2	1,2-1,4

Знаходимо питомий розрахунковий опір ґрунту для вертикальних електродів з урахування несприятливих умов за допомогою підвищувального коефіцієнта:

$$\rho_{розр.т} = 4000 \cdot K_{П.Т}, \text{ Ом} \cdot \text{см}. \quad (6.1)$$

$$\rho_{розр.т} = 4000 \cdot 1,7 = 6800(\text{Ом} \cdot \text{см}).$$

Визначаємо питомий розрахунковий опір ґрунту для горизонтального заземлювача (з'єднувальної смуги):

$$\rho_{розр.н} = \rho_{табл} \cdot K_{П.С}, \text{ Ом} \cdot \text{см}. \quad (6.2)$$

Розраховуємо відстань від поверхні землі до середини вертикального заземлювача:

$$t = h_3 + \frac{l_{mp}}{2}, \text{ см.} \quad (6.3)$$

$$t = 80 + \frac{500}{2} = 330(\text{см}).$$

де  $h_3$  - глибина заглиблення труб, см;  $l_{mp}$  - довжина вертикального заземлювача.

Знаходимо опір розтікання струму для одиночного вертикального заземлювача, який розташований нижче від поверхні землі:

$$R_{розр.Г} = 0,366 \frac{\rho_{розр.м}}{l_{mp}} \left( \lg \frac{2l_{mp}}{d} + \frac{1}{2} \lg \frac{4t + l_{mp}}{4t - l_{mp}} \right), \text{ (Ом);} \quad (6.4)$$

$$R_{розр.Г} = 0,366 \frac{6800}{500} \left( \frac{1}{2} \lg \frac{2 \cdot 500}{4} + \frac{1}{2} \lg \frac{4 \cdot 330 + 500}{4 \cdot 330 - 500} \right) = 0,862(\text{Ом}).$$

Визначаємо відстань між вертикальними заземлювачами  $h_{cm}$  із співвідношення  $c = \frac{L_{cm}}{l_{mp}}$ . Для стаціонарних заглиблених заземлювачів це співвідношення береться таким  $c = 1$ .

$$L_{cm} = l_{mp} \cdot c, \text{ см.} \quad (6.5)$$

Розраховуємо необхідну кількість вертикальних заземлювачів без урахування коефіцієнта екранування. У відповідності до вимог ПУЕ визначаємо допустимий опір розтікання струму в заземленні:  $R_3 = 0,5$  Ом (для мереж з напругою 110 кВ).

$$n_T = \frac{R_{розр.Т}}{R_3}, \text{ шт.} \quad (6.6)$$

$$n_T = \frac{0,862}{0,5} \approx 2(\text{шт}).$$

Результат розрахунку округлюємо для найближчого цілого числа.

Знаходимо коефіцієнт екранування труб  $n_{E.T}$  при числі труб  $n_T$ . Визначаємо необхідну кількість вертикальних заземлювачів з урахуванням коефіцієнта екранування (при  $n_T = 2$ ,  $n_{E.T} = 0,85$ ):

$$n_{T.E.} = \frac{R_{розр.Т}}{R_3 \cdot \eta_{E.T}}, \text{ шт.} \quad (6.7)$$

$$n_{T.E.} = \frac{0,862}{0,5 \cdot 0,85} = 2(\text{шт}).$$

Результат розрахунку округлюємо для найближчого цілого числа.

Знаходимо розрахунковий опір розтікання струму при взятому числі вертикальних заземлювачів:

$$R_{\text{розр.}n_{TE}} = \frac{R_{\text{розр.}T}}{n_{T.E} \cdot \eta_{E.T}}, \text{ Ом}; \quad (6.8)$$

$$R_{\text{розр.}n_{TE}} = \frac{0,862}{2 \cdot 0,85} = 0,507(\text{Ом}).$$

Знаходимо довжину з'єднувальної смуги:

$$L_{3.C} = 1,05L_{cm}(1 - n_{T.E}), \text{ см.} \quad (6.9)$$

$$L_{3.C} = 1,05 \cdot 500(1 - 0,85) = 78,75(\text{см}).$$

Визначаємо опір розтікання струму в з'єднувальній смугі:

$$R_{3.C} = 0,366 \frac{\rho_{\text{розр.}n}}{L_{3.C}} \lg \frac{2L_{3.C}^2}{h_3 \cdot b_c}, \text{ Ом.} \quad (6.10)$$

$$R_{3.C} = 0,366 \frac{0,507}{78,75} \lg \frac{2 \cdot 78,75^2}{80 \cdot 5} = 0,004(\text{Ом}).$$

Де  $h_3$  - глибина заглиблення вертикальних заземлювачів, см;

$b_c$  - ширина з'єднувальної смуги, см.

Визначаємо розрахунковий опір для розтікання електричного струму в з'єднувальній смугі з урахуванням коефіцієнта екранування:

$$R_{розр.С} = \frac{R_{3.С}}{n_{ЕС} \cdot \eta_{Е.3.С}}, \text{ Ом.} \quad (6.11)$$

$$R_{розр.С} = \frac{0,004}{1 \cdot 0,77} = 0,005(\text{Ом}).$$

де  $n_{ЕС}$  - дорівнює 1.

Знаходимо загальний розрахунковий теоретичний опір розтікання струму від вертикальних заземлювачів та з'єднувальної смуги:

$$R_{заг.розр} = \frac{1}{\frac{1}{R_{розр.Т}} + \frac{1}{R_{розр.С}}}, \text{ Ом.} \quad (6.12)$$

$$R_{заг.розр} = \frac{1}{\frac{1}{0,862} + \frac{1}{0,005}} = 0,0049(\text{Ом}).$$

Отриманий результат порівнюємо із допустимим за вимогами ПУЕ значенням опору розтіканню струму в заземленні.

### **Висновки до шостого розділу**

Розрахунки довели економічну ефективність впровадження системи оперативного діагностування трансформаторів. Впровадження методів та засобів оперативного визначення технічного стану ВТС в темпі процесу оптимального диспетчерського керування нормальними режимами ЕЕС дає можливість оперативному персоналу враховувати можливості цього обладнання і зменшити його пошкоджуваність.

## ВИСНОВКИ

У магістерській кваліфікаційній роботі розглянуто питання вдосконалення методів діагностування вимірювальних трансформаторів струму.

1. Аналіз вітчизняних та іноземних літературних жерел свідчить про те, що значна частина вимірювальних трансформаторів струму експлуатується понад паспортний ресурс, а тому має місце зростання частоти пошкоджень вузлів ВТС.

2. Згідно статистики близько 55 % становлять пошкодження пристрою зміни коефіцієнту трансформації ВТС, 10 % – пошкодження паперово-масляної ізоляції та 15 % – забруднення трансформаторного масла.

3. Розроблений метод визначення технічного стану ВТС в умовах неповноти початкових даних, який шляхом використання нейро-нечіткого моделювання дозволяє отримати поточне значення коефіцієнту залишкового ресурсу ВТС і в залежності від результату зробити висновок про один зі станів ВТС: справний, з незначними відхиленнями параметрів, передаварійний, аварійний.

4. Розрахунок економічної ефективності впровадження системи оперативного діагностування вимірювальних трансформаторів струму показав, що термін окупності такого проекту становить 5 років.

5. Виконання інструкцій з охорони праці та дотримання закону України з охорони праці дасть змогу забезпечити потрібні умови праці та зменшити аварійність та об'єктах енергетики.

## СПИСОК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ

1. Андриєнко П.Д. Особенности мониторинга технического состояния основной изоляции высоковольтных вводов и трансформаторов тока / Андриенко П. Д., Сахно А. А., Конограй С. П., Спица А. Г. // Електротехніка та електроенергетика - 2014.
2. 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.
3. M. Gutten, D. Korenciak and R. Zahoransky, "Measuring and diagnostic system of transformers," 2018 Cybernetics & Informatics (K&I), 2018, pp. 1-4, doi: 10.1109/CYBERI.2018.8337563.
4. A. V. Bessolitsyn, A. V. Golgovskich and A. V. Novikov, "Experimental study of current error of up to 50 hz current-measuring transformer," 2017 International Conference on Industrial Engineering, Applications and Manufacturing (ICIEAM), 2017, pp. 1-4, doi: 10.1109/ICIEAM.2017.8076241.
5. Лежнюк, П. Д. Оперативне діагностування високовольтного обладнання в задачах оптимального керування режимами електроенергетичних систем / П. Д. Лежнюк, О. Є. Рубаненко, О. В. Нікіторович // Технічна електродинаміка. – 2012. – № 3. – С. 35-36.
6. [Проблемы диагностики маслонаполненных измерительных трансформаторов]Режим доступу: <https://leg.co.ua/stati/podstancii/problemy-diagnostiki-aslonapolnennyh-izmeritelnyh-transformatorov.html>
7. [Диагностика измерительных трансформаторов тока] Режим доступу: <https://lemzspb.ru/diagnostika-izmeritel-nykh-transformatorov-toka/>
8. Грищук М.О. Дослідження пошкодження силового трансформатора на

фотовольтаїчній електростанції. / М.О. Грищук, О.Є. Рубаненко, І.О. Гунько // Хмельницький національний університет – 2019 – С 178-183

9 Матвійчук В.А. Діагностування електрообладнання / В.А. Матвійчук, О.Є. Рубаненко, І.О. Гунько // навч. посіб.-Вінниця: ВНАУ, 2020.-138 с

10. Ввод тип ГМТПА-45-330/2500 У1 ГМТПБ-45-330/2500 У1. Техническое описание и инструкция по эксплуатации. 2ШЦ.800.120 ТО. 26 с.

11. Про підвищення рівня діагностики та експлуатації оливнонаповнених вимірювальних трансформаторів. Розпорядження НЕК «Укренерго» №39-р від 10 липня 2009 р.

12. Приймання, застосування та експлуатація трансформаторних масел, норми оцінювання якості: СОУ-Н ЕЕ 43.101:2009. – Офіц. Вид. – К. ГРІФРЕ: М-во палива та енергетики України, ДП НЕК «Укренерго», Видавництво ДП «НТУКЦ АсЕлЕнерго», КВЦ, 2007. – 149 с. – (Нормативний документ мінпаливенерго України. Норми).

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

14. Діагностика маслонаповненого трансформаторного обладнання за результатами хроматографічного аналізу вільних газів, відібраних із газового реле, і газів, розчинених у ізоляційному маслі: СОУ-Н ЕЕ 46.501:2006. – Офіц. Вид. – К. ГРІФРЕ: М-во палива та енергетики України, ДП Друкарня Державного управління справами, 2007. – 124 с. – (Нормативний документ мінпаливенерго України. Методичні вказівки).

15. Норми випробовувань електрообладнання: СОУ-Н ЕЕ 20.302:2007. – К.



ГРІФРЕ, М-во палива та енергетики України Об'єднання енергетичних підприємств, ДП МОУ «Воєнне видавництво України «Варта», 2007 – 262 с. – (Нормативний документ мінпаливенерго України. Норми).

16. Методические указания по диагностике развивающихся дефектов по результатам хроматографического анализа газов, растворенных в масле силовых трансформаторов: РД 34.46.302-89.

17. Леоненков А.В. Нечеткое моделирование в среде MATLAB и fuzzyTECH. СПб.: БХВ-Петербург, 2003. □ 736 с.

18. В.М. Дубовой, Р.Н. Кветний. Програмування комп'ютеризованих систем управління та автоматики. /Вінниця.: ВДТУ, 1997, - 208 с.

19. «Надежность систем энергетики» (Сборник рекомендуемых терминов). – М : ИАЦ «Энергия», 2007, 192 с.

20. Надежность в технике. Основные понятия термины и определения: ГОСТ 27.002–89. – [Дата введения 1990-01-07] – М. : ИПК Издательство стандартов. 1990. – 37 с.

21. Сеньо П.С. Теорія ймовірностей та математична статистика: Підручник. 2-ге вид., перероб. і доп.– К.: Знання, 2007. 291с.

22. Rubanenko, O. (2016). Оперативне діагностування високовольтних вимірювальних трансформаторів струму. Вісник Національного технічного університету «ХПІ». Серія: Нові рішення у сучасних технологіях, (18 (1190), 107–112.

23. 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.

24. Jang J.S.R. and Sun C.T. ANFIS - Adaptive network of fuzzy inference of the systems // IEEE Trans of Systems, Man and Cyber tics. – May 1993. – 23(05) –

P.665-f685.

25. H Iryna - Research processes of oil and paper insulation of high-voltage equipment during operation // GS Lakshmi, R Oleksandr, R Olena, H Iryna - AIP Conference Proceedings, 2020

26. Сви П. М. Методы и средства диагностики оборудования высокого напряжения / П. М. Сви. – М. : Энергоатомиздат, 1992 – 240 с. : ил.

27. Доля О. Е. Повышение надежности эксплуатации вводов: Материалы 10-ой ежегодной конференции «Методы и средства контроля изоляции высоковольтного оборудования» – [Электронный ресурс] – 80 Min / 700 MB. – Пермь : ООО «Димрус», 2013

28. Осотов В. Н. Ошибки при измерении диэлектрических характеристик и оценке состояния высоковольтных вводов: Материалы 10-ой ежегодной конференции «Методы и средства контроля изоляции высоковольтного оборудования» – [Электронный ресурс] – 80 Min / 700 MB. – Пермь : ООО «Димрус», 2013.

29. Поляков В. С. Диагностика высоковольтных вводов и трансформаторов тока под рабочим напряжением : материалы семинара «Современное состояние и проблемы диагностики мощных силовых трансформаторов и шунтирующих реакторов» [«Методы и средства оценки состояния энергетического оборудования». Выпуск 11], (5 – 9 июня 2000 г.) – С.Пб. : ПЭИПК, 2000. – 387 с

30. Бондаренко Є. А. Безпека життєдіяльності: навч. посіб. / Є. А.Бондаренко, А. В. Сердюк. – Вінниця: ВДТУ, 2013. – 160 с.

31. Навчальний посібник до розділу «Охорона праці» в магістерських кваліфікаційних роботах для студентів спеціальності 141 – Електро- енергетика, електротехніка та електромеханіка : навч. посібник / Бондаренко Є. А., Кутін В. М., Лежнюк П. Д. – Вінниця : ВНТУ, 2018. – 120 с.

**ДОДАТОК А****Протокол перевірки кваліфікаційної роботи**

**ПРОТОКОЛ ПЕРЕВІРКИ НАВЧАЛЬНОЇ (КВАЛІФІКАЦІЙНОЇ) РОБОТИ**

Назва роботи: Вдосконалення методів діагностування вимірювальних трансформаторів струму 330 кВ

Тип роботи: Магістерська кваліфікаційна робота

(кваліфікаційна робота, курсовий проект (робота), реферат, аналітичний огляд, інше (зазначити))

Підрозділ Кафедра електричних станцій та систем

(кафедра, факультет (інститут), навчальна група)

Науковий керівник к.т.н., ст. викладач Гунько І.О.

(прізвище, ініціали, посада)

Показники звіту подібності

Unicheck	
Оригінальність	80,3
Схожість	19,7

Аналіз звіту подібності (відмітити потрібне)

Запозичення, виявлені у роботі, оформлені коректно і не містять ознак плагіату.

Виявлені у роботі запозичення не мають ознак плагіату, але їх надмірна кількість викликає сумніви щодо цінності роботи і відсутності самостійності її автора. Роботу направити на доопрацювання.

Виявлені у роботі запозичення є недобросовісними і мають ознаки плагіату та/або в ній містяться навмисні спотворення тексту, що вказують на спроби приховування недобросовісних запозичень.


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

Автор   
(підпис)

Кириченко І.Ф.  
(прізвище, ініціали)

Опис прийнятого рішення

Магістерську кваліфікаційну роботу допустити до захисту

Особа, відповідальна за перевірку   
(підпис)

Гриник В.А.  
(прізвище, ініціали)

Керівник роботи   
(підпис)

Гунько І.О.  
(прізвище, ініціали)

Експерт  
(за потреби)   
(підпис)

Комар В.О., зав. каф ЕСС  
(прізвище, ініціали, посада)

## ДОДАТОК Б

### Технічне завдання МКР

Міністерство освіти і науки України  
Вінницький національний технічний університет  
Факультет електроенергетики та електромеханіки  
Кафедра електричних станцій і систем

ЗАТВЕРДЖУЮ

Завідувач кафедри ЕСС

д.т.н., професор Комар В. О.

(наук. ст., вч. зв., ініц. та прізви.)

\_\_\_\_\_ (підпис)

" \_\_\_\_\_ " \_\_\_\_\_ 20\_\_ р.

### ТЕХНІЧНЕ ЗАВДАННЯ

на виконання магістерської кваліфікаційної роботи  
ВДОСКОНАЛЕННЯ МЕТОДІВ ДІАГНОСТУВАННЯ ВИМІРЮВАЛЬНИХ  
ТРАНСФОРМАТОРІВ СТРУМУ 330 КВ  
08-13.МКР.002.00.004 ТЗ

Науковий керівник: к.т.н.

\_\_\_\_\_ Гунько І.О.

(підпис)

Магістр групи ЕС-20м

\_\_\_\_\_ Кириченко І.Ф.

(підпис)

Вінниця 2021 р.

### **1. Підстава для виконання магістерської кваліфікаційної роботи (МКР)**

а) актуальність досліджень обумовлена тим, що вимоги до надійності та якості електропостачання з кожним роком зростають, а в електричних мережах, все ще експлуатується обладнання, що відпрацювало паспортний ресурс. Аналіз літературних джерел підтвержує зростання частоти виходу з ладу вимірювальних трансформаторів струму різних класів напруг в Україні. Отже пошкоджуваність такого вартісного та відповідального обладнання, як вимірювальні трансформатори струму свідчить про актуальність мети та завдань проведених досліджень.

б) наказ ректора ВНТУ № 277 від 24 вересня 2021 р. про затвердження теми магістерської кваліфікаційної роботи.

### **2. Мета і призначення МКР**

а) мета – вдосконалення методів діагностування вимірювальних трансформаторів струму;

б) призначення розробки – виконання магістерської кваліфікаційної роботи.

### **3. Джерела розробки**

Список використаних джерел розробки:

План розвитку системи передачі на 2020-2029 роки. Постанова НКРЕКП № 764 від 03.04.2020. 377 с.

2. Про підвищення рівня діагностики та експлуатації оливонаповнених вимірювальних трансформаторів. Розпорядження НЕК «Укренерго» №39-р від 10 липня 2009 р.

3. Гришук М.О. Дослідження пошкодження силового трансформатора на фотовольтаїчній електростанції. / М.О. Гришук, О.Є. Рубаненко, І.О. Гунько // Хмельницький національний університет – 2019 – С 178-183

4. Приймання, застосування та експлуатація трансформаторних масел, норми оцінювання якості: СОУ-Н ЕЕ 43.101:2009. – Офіц. Вид. – К. ГРІФРЕ: М-во палива та енергетики України, ДП НЕК «Укренерго», Видавництво ДП «НТУКЦ АсЕлЕнерго», КВІЦ, 2007. – 149 с. – (Нормативний документ мінпаливенерго

України. Норми)

#### 4. Технічні вимоги до виконання МКР

Дослідити причини пошкоджувальності вимірювальних трансформаторів струму 330 кВ. Тип ВТС ТФРМ 330 Б. Номінальна напруга 300 кВ. Найбільша робоча напруга 363 кВ. Номінальний первинний струм 1000-2000 А та 1500-3000 А. Номінальний вторинний струм 1А. Кількість вторинних обмоток – 5.

Тип трансформатора ТФМЗ 330. Номінальна напруга 300 кВ. Найбільша робоча напруга 363 кВ. Номінальний первинний струм 500-1000-2000 А, 1500-3000 А, 2000-4000 А. Номінальний вторинний струм 1А.

#### 5. Економічні показники

Провести розрахунок економічного ефекту від впровадження сучасних методів діагностування ТС.

#### 6. Етапи МКР та очікувані результати

№ з/п	Назва етапів магістерської кваліфікаційної роботи	Термін виконання		Очікувані результати
		початок	кінець	
1	Розроблення технічного завдання	02.09.21	06.09.21	формування технічного завдання
2	Особливості вимірювальних трансформаторів струму	07.09.21	12.09.21	розділ 1
3	Методика діагностування ВТС	13.09.21	05.10.21	розділ 2
4	Математичні моделі вимірювальних трансформаторів струму	06.10.21	20.10.21	розділ 3
5	Засоби діагностування вимірювальних трансформаторів струму	21.10.21	30.10.21	розділ 4
6	Охорона праці та безпека в надзвичайних ситуаціях	01.11.21	10.11.21	розділ 5
7	Техніко-економічна частина	11.11.21	16.11.21	розділ 6
8	Оформлення пояснювальної записки	17.11.21	25.11.21	пояснювальна записка
9	Виконання графічної частини та оформлення презентації	26.12.21	30.11.21	плакати, презентація

### **7. Матеріали, що подаються до захисту МКР**

Пояснювальна записка МКР, ілюстративні матеріали, відгук наукового керівника, відгук рецензента, протоколи складання державних іспитів, анотації до МКР українською та іноземною мовами.

### **8. Порядок контролю виконання та захисту МКР**

Виконання етапів розрахункової документації МКР контролюється науковим керівником згідно зі встановленими термінами. Захист МКР відбувається на засіданні Державної екзаменаційної комісії, затвердженою наказом ректора.

### **9. Вимоги до оформлення МКР**

Вимоги викладені в «Положенні про кваліфікаційні роботи на другому (магістерському) рівні вищої освіти. СУЯ ВНТУ-03.02.02-П.001.01:2, 2021р.

**10. Вимоги щодо технічного захисту інформації в МКР з обмеженим доступом**  
Відсутні.



## ДОДАТОК В

## Початкові вхідні дані

Таблиця В.1 - Фрагмент скорегованих значень коефіцієнта залишкового ресурсу ТС.

Діагностичні параметри											Коефіцієнт залишкового ресурсу ТС
$k_W$ , в.о.	$k_R$ , в.о.	$k_{CX}$ , в.о.	$k_{tg(\delta)}$ , в.о.	$k_{TZ}$ , в.о.	$k_{XAPG}$ , в.о.	$k_{P1}$ , в.о.	$k_{T2}$ , в.о.	$k_{T1}$ , в.о.	$k_{T4}$ , в.о.	$k_{P2}$ , в.о.	
1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
0	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	0
1	0	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
0,99	0,99	0,99	0,99	0,99	0,99	0,99	0,99	0,99	0,99	0,99	0,990056
0,98	0,98	0,98	0,98	0,98	0,98	0,98	0,98	0,98	0,98	0,98	0,984808
0,97	0,97	0,97	0,97	0,97	0,97	0,97	0,97	0,97	0,97	0,97	0,974758
0,96	0,96	0,96	0,96	0,96	0,96	0,96	0,96	0,96	0,96	0,96	0,968279
0,95	0,95	0,95	0,95	0,95	0,95	0,95	0,95	0,95	0,95	0,95	0,955687
0,94	0,94	0,94	0,94	0,94	0,94	0,94	0,94	0,94	0,94	0,94	0,94798
0,93	0,93	0,93	0,93	0,93	0,93	0,93	0,93	0,93	0,93	0,93	0,930063
1	1	1	1	1	0,08	0,92	1	1	1	1	0,653953
1	1	1	1	1	0,07	0,93	1	1	1	1	0,644808
1	1	1	1	1	1	0,09	0,91	1	1	1	0,264758
1	1	1	1	1	1	0,08	0,92	1	1	1	0,248279
1	1	1	1	1	1	1	1	1	0,9	0,1	0,93044
0,99	0,99	0,99	0,99	0,99	0,99	0,99	0,99	0,99	0,89	0,09	0,931061
0,98	0,98	0,98	0,98	0,98	0,98	0,98	0,98	0,98	0,88	0,09	0,935643
0,97	0,97	0,97	0,97	0,97	0,97	0,97	0,97	0,97	0,87	0,09	0,938764
0,95	0,95	0,95	0,95	0,95	0,95	0,95	0,95	0,95	0,85	0,09	0,939547
0,94	0,94	0,94	0,94	0,94	0,94	0,94	0,94	0,94	0,94	0,09	0,940054

## ДОДАТОК Г

## Скореговані вхідні дані

Таблиця Г.1 – Фрагмент скорегованих значень коефіцієнта залишкового ресурсу ТС

Діагностичні параметри											Коефіцієнт залишковог о ресурсу ТС
$k_W,$ в.о.	$k_R,$ в.о.	$k_{CX},$ в.о.	$k_{tg(\delta)},$ в.о.	$k_{T3},$ в.о.	$k_{ХАРГ},$ в.о.	$k_{P1},$ в.о.	$k_{T2},$ в.о.	$k_{T1},$ в.о.	$k_{T4},$ в.о.	$k_{P2},$ в.о.	
0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
0	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	0
1	0	1	1	1	1	1	1	1	1	1	0
1	1	1	1	1	0,08	0,92	1	1	1	1	0,7
1	1	1	1	1	0,078	0,921	1	1	1	1	0,678
1	1	1	1	1	0,075	0,922	1	1	1	1	0,65
1	1	1	1	1	0,074	0,924	1	1	1	1	0,642
1	1	1	1	1	0,072	0,926	1	1	1	1	0,635
1	1	1	1	1	0,071	0,928	1	1	1	1	0,617
1	1	1	1	1	0,07	0,93	1	1	1	1	0,5
1	1	1	1	1	0,07	0,93	1	1	1	1	0,5
1	1	1	1	1	1	0,09	0,91	1	1	1	0,4
1	1	1	1	1	1	0,08	0,92	1	1	1	0,3
1	1	1	1	1	1	0,081	0,92	1			0,334
1	1	1	1	1	1	0,082	0,93	1			0,368
1	1	1	1	1	1	0,083	0,93	1			0,402
1	1	1	1	1	1	0,084	0,94	1			0,436

Продовження таблиці Г.1

1	1	1	1	1	1	0,085	0,94	1			0,47
1	1	1	1	1	1	0,0871	0,95	1			0,504
1	1	1	1	1	1	0,0894	0,955	1			0,538
1	1	1	1	1	1	0,0906	0,96	1			0,572
1	1	1	1	1	1	0,0929	0,965	1			0,606
1	1	1	1	1	1	0,0941	0,97	1			0,64
1	1	1	1	1	1	0,0953	0,975	1			0,708
1	1	1	1	1	1	0,0965	0,98	1			0,742
1	1	1	1	1	1	0,0976	0,985	1			0,776
1	1	1	1	1	1	0,0988	0,99	1			0,844
1	1	1	1	1	1	1	1	1	0,92	0,08	0,9
1	1	1	1	1	1	1	1	1	0,92	0,08	0,9
1	1	1	1	1	1	1	1	1	0,91	0,09	0,85
1	1	1	1	1	1	1	1	1	0,9	0,1	0,95

## ДОДАТОК Д

### **Безпека у надзвичайних ситуаціях. Дослідження стійкості роботи електричної підстанції 330 кВ в умовах дії загрозливих чинників надзвичайних ситуацій**

Надзвичайні ситуації завжди супроводжували існування людства, нерідко через них гинули держави та цивілізації. Сьогодні надзвичайні ситуації не менше загрожують людству, ніж сотні і тисячі років тому.

Надзвичайна ситуація - порушення нормальних умов життя і діяльності людей на об'єкті або території, що спричинена аварією, катастрофою, стихійним лихом, використанням засобів масового враження, яке призвело або може призвести до людських чи матеріальних втрат і т.д..

Причини надзвичайних ситуацій розділяються на техногенні, природні, соціально-політичні та воєнні. Якщо більш детально то це можуть землетруси, повені, ударна хвиля і т. д..

Саме тому необхідно дослідити стійкість роботи підстанції 330 кВ в умовах дії загрозливих чинників надзвичайних ситуацій. На основі проведених досліджень будуть розроблені заходи, які підвищать стійкість роботи підстанції, що надасть можливість запобігти великим матеріальним та фінансовим збиткам у разі виникнення надзвичайної ситуації. В даному підрозділі буде оцінено стійкість підстанції в умовах дії іонізуючого випромінювання та електромагнітного імпульсу.

Іонізуюче випромінювання - це випромінювання, взаємодія якого з середовищем призводить до утворення електричних зарядів (іонів) різних знаків. Джерелом іонізуючого випромінювання є природні та штучні радіоактивні речовини та елементи (уран, радій, цезій, стронцій та ін.). Джерела іонізуючого випромінювання широко використовуються в енергетиці, медицині (для

діагностики та лікування) та в різних галузях промисловості (для дефектоскопії металів, контролю якості зварних з'єднань, визначення рівня агресивних середовищ у замкнених об'ємах, боротьби з розрядами статичної електрики і т. ін.). Що в свою чергу викликає електромагнітний імпульс (ЕМІ), це поняття означає явище створення і поширення електромагнітного випромінювання великої напруженості та широкого спектру частот протягом дуже короткого часу. Даний імпульс індукуює високу напругу в провідниках, що згубно впливає на електричні пристрої.

#### **Д.1 Дослідження стійкості роботи електричної підстанції 330 кВ в умовах дії іонізуючих випромінювань**

В електричній підстанції 330 кВ використовуються елементи, до складу яких входять матеріали: метали, неорганічні матеріали, напівпровідники та різні органічні сполуки (діелектрики, смоли та ін.). Серед цих матеріалів найбільш вразливими до радіації є метали, оскільки їм властива висока концентрація вільних носіїв.

Висновок по оцінці стійкості роботи виконується за рахунок аналізу системи в цілому та визначення експозиційної дози, а також з'ясування межі стійкості та граничного значення потужності гамма-випромінювання. Дані розрахунки проведемо на прикладі системи цехової вентиляції.

Можливу дозу опромінення  $D_m$  за встановлений час можна визначити за формулою Д.1:

$$D_m = \frac{2 \cdot P_1 \cdot (\sqrt{t_k} - \sqrt{t_n})}{K_{\text{носл}}}, [P]. \quad (\text{Д.1})$$

$D_m$  для пульту керування:

$$D_M' = \frac{2 \cdot 4,73 \cdot (\sqrt{70080} - \sqrt{1})}{4} \approx 623 \text{ (P)}.$$

$D_M$  для система збору і обробки даних:

$$D_M'' = \frac{2 \cdot 4,73 \cdot (\sqrt{26280} - \sqrt{1})}{2} \approx 986 \text{ (P)}.$$

$D_M$  для системи захисту:

$$D_M''' = \frac{2 \cdot 5,67 \cdot (\sqrt{26280} - \sqrt{1})}{1} \approx 1532 \text{ (P)}.$$

Таблиця Д.1 –Максимально допустимі експозиційні дози для елементів підстанції

№ п/п	Системи	Блок	Елементи РЕА	$D_{igr}, P$	$D_{gr}, P$
1	Пульт керування	Блок живлення ( $U_{ж} = 24 \text{ В}$ )	Транзистор NDS9435A	$10^3$	$10^3$
			Конденсатор EHR471M25BA	$10^6$	
2	Система збору і обробки даних	Блок пам'яті ( $U_{ж} = 12 \text{ В}$ )	Мікросхема LM258ADT	$10^4$	
			Мікросхема ULN2803AFWG	$10^3$	
			Транзистор IRF7420	$10^5$	

Продовження таблиці Д.1

3	Система аварійного ввімкнення	Блок захисту ( $U_{ж} = 5 \text{ В}$ )	Діод STPS2L25U	$10^4$	
			Транзистор IRFB3207Z	$10^4$	

Допустимий час роботи вимикачної частини підстанції в заданих умовах можна визначити за допомогою формули Д.2:

$$t_{\partial} = \left( \frac{D_{зр} \cdot K_{носл} + 2 \cdot p_{1\max} \cdot \sqrt{t_n}}{2p_{1\max}} \right)^2, [\text{год}]. \quad (\text{Д.2})$$

Допустимий час роботи пульта керування буде становити:

$$t_{\partial}^i = \left( \frac{10^3 \cdot 4 + 2 \cdot 4,73 \cdot \sqrt{1}}{2 \cdot 4,73} \right)^2 \approx 179634 (\text{год}) \approx 20 (p).$$

Допустимий час роботи системи збору і обробки даних буде становити:

$$t_{\partial}^{\prime\prime} = \left( \frac{10^3 \cdot 2 + 2 \cdot 4,73 \cdot \sqrt{1}}{2 \cdot 4,73} \right)^2 \approx 45120 (\text{год}) \approx 5,1 (p).$$

Допустимий час роботи системи захисту буде становити:

$$t_{\partial}^{\prime\prime\prime} = \left( \frac{10^3 \cdot 1 + 2 \cdot 4,73 \cdot \sqrt{1}}{2 \cdot 4,73} \right)^2 \approx 11386 (\text{год}) \approx 1,3 (p).$$

Результати розрахунку експозиційної дози опромінення та допустимого часу роботи для системи електроспоживання електричної підстанції 330 кВ представлені в таблиці Д.2.

Таблиця Д.2 – Дані розрахунку  $D_m$ ,  $t_{доп.}$  для підстанції 330 кВ

№	Блоки системи електропостачання	$D_m, (P)$	$t_{доп.}, (р.)$
1	Пульт керування	383	20
2	Система збору і обробки даних	766	5,1
3	Система захисту	1532	1,3

В ході розрахунків було визначено допустимий час роботи вимикачної частини. Отже для пульта керування  $t_{доп} = 20$  років при заявлених виробником 8-ми, як бачимо випромінювання не вплине на роботу блока, для система збору і обробки даних  $t_{доп} = 5,1$  року при заявлених виробником 4-х, отже дія випромінювання буде не значною, а для блоку системи захисту  $t_{доп} = 1,3$  року при заявлених виробником 3-х, що свідчить про швидке руйнування елементів блоку. Даний розрахунок наведено в пункті Д.2.

## Д.2 Дослідження стійкості роботи електричної підстанції 330 кВ в умовах дії електромагнітного імпульсу

За критерій стійкості роботи електричної підстанції 330 кВ в умовах дії електромагнітного імпульсу можна прийняти коефіцієнт безпеки:

$$K_B = 20 \cdot \lg \frac{U_{\partial}}{U_{в(г)}} \geq 40 [\text{дБ}], \quad (\text{Д.3})$$



де  $U_d$  - допустиме коливання напруги живлення, В;

$U_{в(г)}$ - напруга наведена за рахунок електромагнітного імпульсу у вертикальних (горизонтальних) струмопровідних частинах, В.

Допустиме коливання напруги живлення обчислюється так:

$$U_d = U_{ж} + \frac{U_{ж}}{100} \cdot N, [B], \quad (Д.4)$$

де  $U_{ж}$  - напруга живлення, В;

$N$  - допустимі коливання, %.

Отже, допустиме коливання напруги живлення для пульта керування при  $U_{ж} = 24В$  становить:

$$U'_d = 24 + \frac{24}{100} \cdot 10 = 26,4 (B).$$

Допустиме коливання напруги живлення для системи збору і обробки даних при  $U_{ж} = 12В$  становить:

$$U''_d = 12 + \frac{12}{100} \cdot 10 = 13,2 (B).$$

Допустиме коливання напруги живлення для система а захисту при  $U_{ж} = 5В$  становить:

$$U'''_d = 5 + \frac{5}{100} \cdot 10 = 5,5 (B).$$

Визначимо горизонтальну складову напруженості електричного поля за формулою:

$$E_{\Gamma} = 10^{-3} \cdot E_B, \text{ [кВ/м]}. \quad (\text{Д.5})$$

Отже, горизонтальна складова напруженості електричного поля при  $E_B=12,82$  кВ/м буде становити:

$$E_{\Gamma} = 10^{-3} \cdot 12,82 \cdot 10^3 = 12,82 \text{ (В/м)}.$$

Визначимо максимальні довжини струмопровідних частин підстанції:

$$l_{zi} = 4,3 \text{ м}, l_{vi} = 1,6 \text{ м}$$

4. За допомогою формул Д.6 та Д.7:

$$U_{vi} = E_z \cdot l_{vi}; \text{ [В]} \quad (\text{Д.6})$$

$$U_{zi} = E_v \cdot l_{zi}, \text{ [В]} \quad (\text{Д.7})$$

Визначимо напруги наводок у струмопровідних частинах.

Пульт керування:

$$U'_{zi} = 12,82 \cdot 0,1 = 1,23 \text{ (В)};$$

$$U'_{vi} = 12,82 \cdot 1,3 = 16,6 \text{ (кВ)}.$$

Система збору і обробки даних:

$$U''_{zi} = 12,82 \cdot 2,7 = 34,61 (B);$$

$$U''_{vi} = 12,82 \cdot 1,2 = 15,39 (\kappa B).$$

Система захисту:

$$U'''_{zi} = 12,82 \cdot 4,3 = 55,1 (B);$$

$$U'''_{vi} = 12,82 \cdot 1,6 = 20,5 (\kappa B).$$

Визначимо коефіцієнти безпеки за формулами Д.8 та Д.9:

$$K_{B_{vi}} = 20 \cdot \lg \frac{U_{\partial}}{U_{vi}}, [\text{дБ}]; \quad (\text{Д.8})$$

$$K_{B_{zi}} = 20 \cdot \lg \frac{U_{\partial}}{U_{zi}}, [\text{дБ}]. \quad (\text{Д.9})$$

Отже, коефіцієнти безпеки для пульта керування будуть дорівнювати:

$$K'_{B_{vi}} = 20 \cdot \lg \frac{26,4}{16,6} \approx 4 (\text{дБ});$$

$$K'_{B_{zi}} = 20 \cdot \lg \frac{26,4}{1,23} \approx 26,634 (\text{дБ}).$$

Коефіцієнти безпеки для системи збору і обробки даних будуть дорівнювати:

$$K''_{B_{ei}} = 20 \cdot \lg \frac{13,2}{15,39} \approx -1,3 \text{ (дБ)};$$

$$K''_{B_{zi}} = 20 \cdot \lg \frac{13,2}{34,61} \approx -8,373 \text{ (дБ)}.$$

Коефіцієнти безпеки для системи захисту будуть дорівнювати:

$$K''_{B_{ei}} = 20 \cdot \lg \frac{5,5}{20,5} \approx -11,428 \text{ (дБ)};$$

$$K''_{B_{zi}} = 20 \cdot \lg \frac{5,5}{55,1} \approx -20 \text{ (дБ)}.$$

Результати обчислень для інших блоків занесемо до таблиці Д.3.

Таблиця Д.3 – Розрахунок коефіцієнтів безпеки по блоках підстанції

№	Блок	$l_{zi}$	$l_{ei}$	$K_{B_{vi}}$ , дБ	$K_{B_{gi}}$ , дБ	Стійкість
1	Блок пульта керування	0,1	1,3	4	26,634	нестійкий
2	Блок пам'яті	2,7	1,2	-1,3	-8,373	нестійкий
3	Блок захисту	4,3	1,6	-11,428	-20	нестійкий

Оскільки  $K_{B_{vi}} < 40$  дБ та  $K_{B_{gi}} < 40$  дБ, то підстанція нестійка в роботі в умовах дії електромагнітного імпульсу.

### Д.3 Розробка заходів по підвищенню стійкості роботи електричної підстанції 330 кВ в умовах надзвичайних ситуацій

Основними заходами щодо підвищення радіаційної стійкості є: застосування для електроніки екранів або активного захисту від дії радіації; використання в вимикачурі радіаційно стійких елементів і матеріалів. При імпульсній дії іонізаційних випромінювань крім перерахованих заходів використовують: схеми малокритичні до зміни електричних параметрів; зменшення чутливості перемикальних схем до зміни вхідних сигналів і напруг джерел живлення; зниження напруги живлення; застосування пристроїв, що вимикають радіотехнічні схеми на час дії радіації; збільшення відстані між елементами, які знаходяться під навантаженням та ін.

Основним заходом щодо підвищення стійкості роботи електричної підстанції в умовах дії електромагнітного імпульсу є екранування. Для цього використаємо захисний екран із сталі. Розрахуємо перехідне затухання енергії електричного поля екраном (А, дБ) та товщину стінок екрану для процесорного блоку за формулою Д.1-. Результати розрахунків для інших блоків виконуються аналогічно і представлені в таблиці Д.4.

$$A = 5,2 \cdot t \cdot \sqrt{f}, \text{ дБ}; \quad (\text{Д.10})$$

де А - перехідне гасіння сталюого екрану, дБ;

t – товщина стінки екрану, см;

f – 15000 Гц.

Отже, визначимо товщину екрану, виготовленого зі сталі:

1. Визначаємо перехідне гасіння енергії електричного поля екраном для блоку живлення

$$A'_{екр} = K_{\min} - K_{б.розр} = 40 + 4 = 44 \text{ (дБ)}.$$

Перехідне гасіння енергії електричного поля екраном для блоку пам'яті

$$A''_{екр} = K_{\min} - K_{б.розр} = 40 + 1,3 = 41,3 \text{ (дБ)}.$$

Перехідне гасіння енергії електричного поля екраном для блоку захисту

$$A'''_{екр} = K_{\min} - K_{б.розр} = 40 + 11,428 = 51,428 \text{ (дБ)},$$

2. Знайдемо товщину стінки екрана для блоку живлення:

$$t' = \frac{A_{екр1}}{k \cdot \sqrt{f}} = \frac{44}{5,2 \cdot \sqrt{15000}} \approx 0,069 \text{ (см)}.$$

Товщину стінки екрана для блоку пам'яті:

$$t'' = \frac{A_{екр1}}{k \cdot \sqrt{f}} = \frac{41,3}{5,2 \cdot \sqrt{15000}} \approx 0,065 \text{ (см)}.$$

Товщину стінки екрана для блоку захисту:

$$t''' = \frac{A_{екр1}}{k \cdot \sqrt{f}} = \frac{51,428}{5,2 \cdot \sqrt{15000}} \approx 0,081 \text{ (см)}.$$

Оскільки після застосування екрану заданої товщини для вимикачних елементів виконується нерівність  $K_{\text{Бвi min}} \geq 40$  дБ,  $K_{\text{Бгi min}} \geq 40$ , то можна сказати, що вимикачна частина електричної підстанції 330 кВ стане безпечною в роботі при наявності захисного сталевго екрану.

Таблиця Д.4 – Дані розрахунку захисного екрану по різним блокам

№	Блок	$A_{\text{екр.}}$ , (дБ)	$t_1$ , (см)
1	Блок пульта керування	44	0,069
№	Блок	$A_{\text{екр.}}$ , (дБ)	$t_1$ , (см)
2	Блок пам'яті	41,3	0,065
3	Блок захисту	51,438	0,081

## ДОДАТОК Е

### Графічний матеріал



Міністерство освіти і науки України  
Вінницький національний технічний університет  
Факультет електроенергетики та електромеханіки  
Кафедра електричних станцій і систем

#### ВДОСКОНАЛЕННЯ МЕТОДІВ ДІАГНОСТУВАННЯ ВИМІРЮВАЛЬНИХ ТРАНСФОРМАТОРІВ СТРУМУ 330 кВ



Виконав: ст. гр ЕС-20М  
Керівник: к.т.н., ст. викладач каф. ЕСС

*Кириченко Іван  
Гуцько І.О.*

2021 р.

### Актуальність

2

**Актуальність теми:** Трансформатори струму мають широке застосування в нинішній час. Вони призначені для передачі інформації вимірювальним пристроям, мають широке застосування в пристроях захисту та управління. Але, як і кожен електричний апарат, ТС має свої терміни експлуатації. Отже удосконалення методів діагностування трансформаторів струму може суттєво покращити стан електроенергетичної системи.

**Мета роботи:** Дослідження методів та засобів діагностування вимірювальних трансформаторів струму

**Задачі досліджень:**

- Досліджено конструктивні особливості вимірювальних трансформаторів струму та умови їх експлуатації
- Розроблено математичну модель загального залишкового ресурсу ВТС з використанням нечіткого моделювання ;
- Досліджено сучасні засоби діагностування ВТС;
- Виконано розрахунок економічної ефективності вдосконалення системи оперативного діагностування ВТС





## Особливості вимірювальних трансформаторів струму

3

Вимірювальні трансформатори струму використовуються там, де протікає змінний струм. Вони призначені для зниження початкового значення до параметра, який буде найбільш зручним для підключення реле захисту, вимірювальних приладів, а також пристроїв автоматики

Вимірювальні трансформатори струму можуть бути проходного, кабельного чи шинного типу. Складається такий агрегат із: сердечника, який збирається за допомогою тонких пластин, виконаних із спеціальної електротехнічної сталі, що мають високу магнітну проникність, а також двох обмоток.

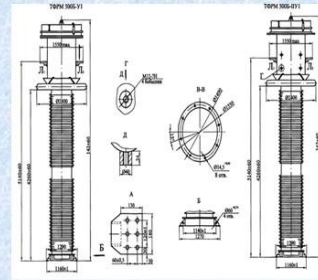


Рисунок 3.1 – Переріз ТС  
ТФРМ – 330

## Види трансформаторів струму

4

ТФРМ – 330



ТФРМ – 330

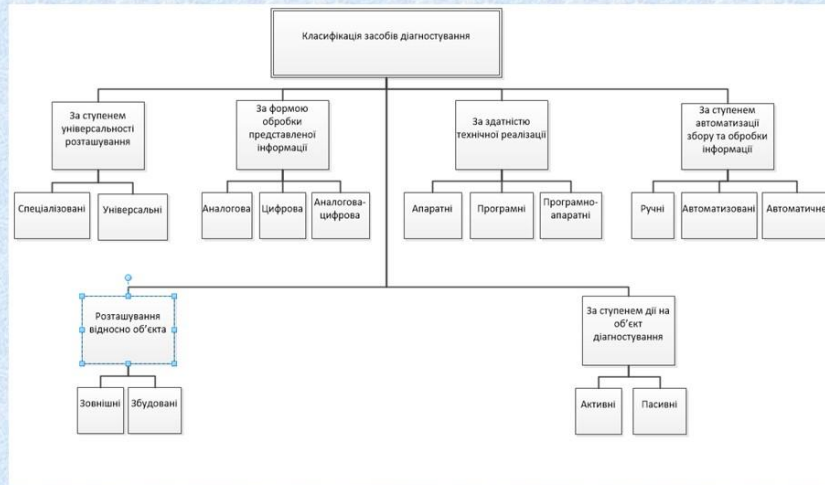


ТФЗМ – 110



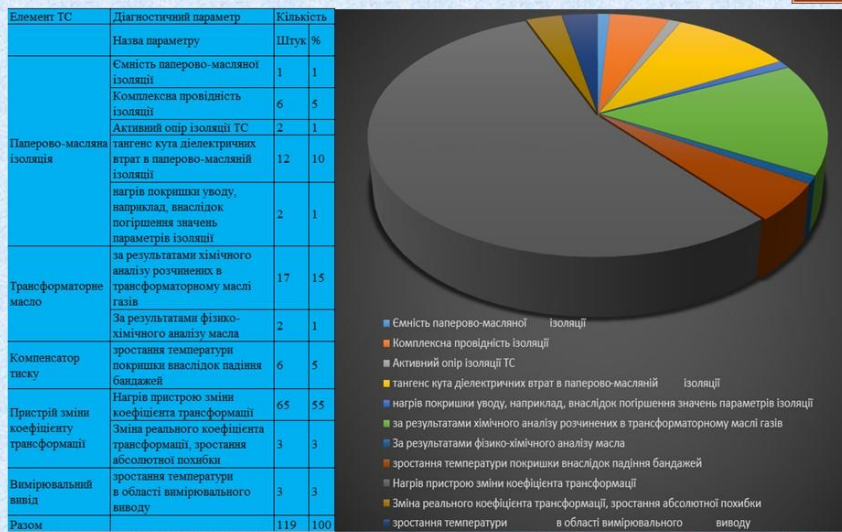
## Класифікація засобів діагностуван ВТС

5



## Пошкоджувальність елементів ВТС

6



## Етапи побудови математичної моделі коефіцієнта залишкового ресурсу ВТС

7



Обґрунтування доцільності використання методів нейронечіткого моделювання  
Формування таблиці початкових даних  
Розробка структурної схеми діагностичної моделі даних  
Розробка математичної моделі коефіцієнта залишкового ресурсу  
Визначення параметрів математичної моделі коефіцієнта залишкового ресурсу

## Початкові дані для моделювання коефіцієнта залишкового ресурсу ВТС

8

Елемент ТС	Позначення	Діагностичний параметр	
		Назва параметру	Штук %
Паперово-масляна ізоляція	$\epsilon_k$	Ємність паперово-масляної ізоляції	1 1
	$\gamma$	Комплексна провідність ізоляції	6 5
	$\beta$	Активний опір ізоляції ТС	2 1
	$\eta(\delta)$	тангенс кута діелектричних втрат в паперово-масляній ізоляції	12 10
Трансформаторне масло	$T_1$	нагрів покриття уводу, наприклад, внаслідок погіршення значень параметрів ізоляції	2 1
	$X_{APG}$	за результатами хімічного аналізу розчинених в трансформаторному маслі газів	17 15
Компенсатор пуску	$\Phi_{EK}$	За результатами фізико-хімічного аналізу масла	2 1
	$T_1$	зростання температури покриття внаслідок падіння бандажів	6 5
Пристрій зміни коефіцієнту трансформації	$T_2$	Нагрів пристрою зміни коефіцієнта трансформації	65 55
	$X_T$	Зміна реального коефіцієнта трансформації, зростання абсолютної похибки	3 3
Вимірний вивід	$T_3$	зростання температури в області вимірального виводу	3 3
Разом			119 100

$$K_{iI} = \frac{X_{iI,гран} - X_{iI,пот}}{X_{iI,гран} - X_{iI,поч}}$$

Коефіцієнт залишкового ресурсу  $K_i$  за  $i$ -м діагностичним параметром: де  $X_{iI,гран}$  – граничне нормативне значення  $i_I$ -го діагностичного параметра,  $X_{iI,пот}$  – значення  $i_I$ -го діагностичного параметра на момент контролю,  $X_{iI,поч}$  – початкове значення  $i_I$ -го діагностичного параметра (на момент введення в експлуатацію нового обладнання або після ремонту),  $i_I$  – діагностичний параметр.



## Таблиця навчальних даних для моделювання

9

Так для герметичного ТС на клас напруги 330 кВ параметр  $tg(\delta)$  паперово – масляної ізоляції після ремонту дорівнював 0,2 %, а на момент контролю дорівнював 0,4 %, граничне значення цього параметру – 1,0 %. Тому коефіцієнт залишкового ресурсу  $k_{tg(\delta)}$  по діагностичному параметру  $tg(\delta)$  визначається за виразом (9.1)

$$k_{tg(\delta)} = \frac{1.0 - 0.4}{1.0 - 0.2} = 0.75 \text{ (в.о.)} \quad (9.1)$$

Для послідовної частини схеми коефіцієнт загального залишкового ресурсу знаходиться за виразом (9.2)

Діагностичні параметри											Коефіцієнт залишкового ресурсу ТС
$k_W$ в.о.	$k_R$ в.о.	$k_{CX}$ в.о.	$k_{tg(\delta)}$ в.о.	$k_{T3}$ в.о.	$k_{XAPF}$ в.о.	$k_{P1}$ в.о.	$k_{T2}$ в.о.	$k_{T1}$ в.о.	$k_{T4}$ в.о.	$k_{P2}$ в.о.	
0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
0	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	0
1	0	1	1	1	1	1	1	1	1	1	0
.	.	.	..	.	...	.	.	.	.	.	...
0,93	0,93	0,93	0,93	0,93	0,93	0,93	0,93	0,93	0,93	0,93	0,930063

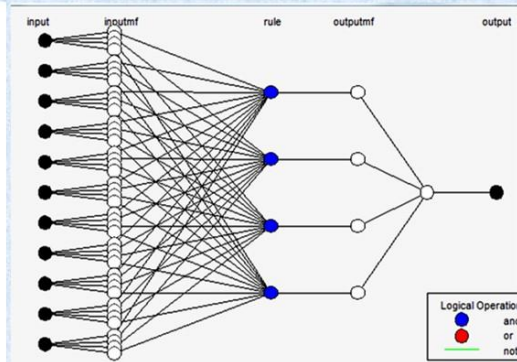
$$k_{pec} = \prod_{\tau=1}^V k_{\tau}^{P_{\tau}} \quad (9.2)$$

## Визначення значення коефіцієнта загального ресурсу ВТС

10

$$k_{зас.зали.рес} = F(W, R, C_x, tg(\delta), T3, XAPF, P1, T2, P1, T4, P2)$$

Для знаходження значення коефіцієнта загального залишкового ресурсу використовуємо нечітку нелінійну авторегресійну модель коефіцієнта загально залишкового ресурсу ТС. Ця модель встановлює нечітке нелінійне перетворення між значеннями коефіцієнтів залишкового ресурсу по діагностичним параметрам та загальним коефіцієнтом залишкового ресурсу ТС



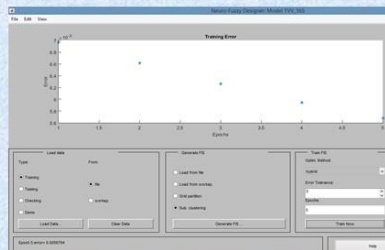
## Математична модель коефіцієнта залишкового ресурсу ВТС

11

ЯКЩО  $\kappa_1 \in \text{"нормальне"}$  ТА  $\kappa_2 \in \text{"нормальне"}$  ТА  $\kappa_3 \in \text{"нормальне"}$   
 ТА  $\kappa_4 \in \text{"нормальне"}$  ТА  $\kappa_5 \in \text{"нормальне"}$  ТА  $\kappa_6 \in \text{"нормальне"}$   
 ТО  $k_{\text{рес ФЕМ}} = a_{11} \cdot \kappa_1 + a_{12} \cdot \kappa_2 + a_{13} \cdot \kappa_3 + a_{14} \cdot \kappa_4 + a_{15} \cdot \kappa_5 + a_{16} \cdot \kappa_6$   
 ЯКЩО  $\kappa_1 \in \text{"незначне відхилення"}$  ТА  $\kappa_2 \in \text{"незначне відхилення"}$   
 ТА  $\kappa_3 \in \text{"нормальне"}$  ТА  $\kappa_4 \in \text{"незначне відхилення"}$   
 ТА  $\kappa_5 \in \text{"незначне відхилення"}$  ТА  $\kappa_6 \in \text{"незначне відхилення"}$   
 ТО  $k_{\text{рес ФЕМ}} = a_{21} \cdot \kappa_1 + a_{22} \cdot \kappa_2 + a_{23} \cdot \kappa_3 + a_{24} \cdot \kappa_4 + a_{25} \cdot \kappa_5 + a_{26} \cdot \kappa_6$   
 ЯКЩО  $\kappa_1 \in \text{"передаварійне"}$  ТА  $\kappa_2 \in \text{"передаварійне"}$  ТА  $\kappa_3 \in \text{"передаварійне"}$   
 ТА  $\kappa_4 \in \text{"передаварійне"}$  ТА  $\kappa_5 \in \text{"передаварійне"}$  ТА  $\kappa_6 \in \text{"передаварійне"}$   
 ТО  $k_{\text{рес ФЕМ}} = a_{31} \cdot \kappa_1 + a_{32} \cdot \kappa_2 + a_{33} \cdot \kappa_3 + a_{34} \cdot \kappa_4 + a_{35} \cdot \kappa_5 + a_{36} \cdot \kappa_6$   
 ЯКЩО  $\kappa_1 \in \text{"аварійне"}$  ТА  $\kappa_2 \in \text{"аварійне"}$  ТА  $\kappa_3 \in \text{"аварійне"}$   
 ТА  $\kappa_4 \in \text{"аварійне"}$  ТА  $\kappa_5 \in \text{"аварійне"}$  ТА  $\kappa_6 \in \text{"аварійне"}$   
 ТО  $k_{\text{рес ФЕМ}} = a_{41} \cdot \kappa_1 + a_{42} \cdot \kappa_2 + a_{43} \cdot \kappa_3 + a_{44} \cdot \kappa_4 + a_{45} \cdot \kappa_5 + a_{46} \cdot \kappa_6$   
 ...

## Етапи моделювання MathLab

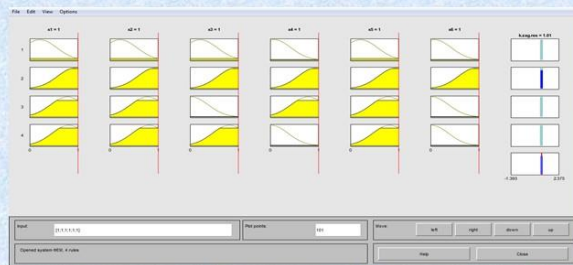
12



Процес навчання нейронерезі



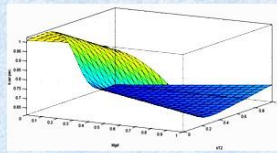
Результати моделювання



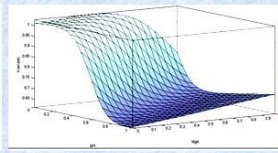


## Залежності коефіцієнта залишкового ресурсу ТС від діагностичних параметрів

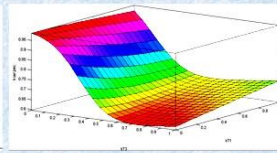
13



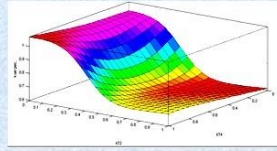
Залежність коефіцієнта залишкового ресурсу ТС від  $K_{tg}(\delta)$  та  $k_{T2}$



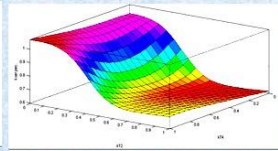
Залежність коефіцієнта залишкового ресурсу ТС від  $K_{tg}(\delta)$  та  $k_{p2}$



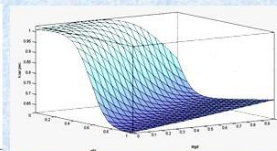
Залежність коефіцієнта залишкового ресурсу ТС від  $k_{T2}$  та  $k_{T1}$



Залежність коефіцієнта залишкового ресурсу ТС від  $k_{T2}$  та  $k_{T3}$



Залежність коефіцієнта залишкового ресурсу ТС від  $K_{tg}(\delta)$  та  $k_{pT4}$



Залежність коефіцієнта залишкового ресурсу ТС від  $K_{tg}(\delta)$  та  $k_{pT1}$

## Висновки

14

У магістерській кваліфікаційній роботі розглянуто питання вдосконалення методів діагностування вимірювальних трансформаторів струму.

1. Аналіз вітчизняних та іноземних літературних жерел свідчить про те, що значна частина вимірювальних трансформаторів струму експлуатується понад паспортний ресурс, а тому має місце зростання частоти пошкоджень вузлів ВТС.
2. Згідно статистики близько 55 % становлять пошкодження пристрою зміни коефіцієнту трансформації ВТС, 10 % – пошкодження паперово-масляної ізоляції та 15 % – забруднення трансформаторного масла.
3. Розроблений метод визначення технічного стану ВТС в умовах неповноти початкових даних, який шляхом використання нейро-нечіткого моделювання дозволяє отримати поточне значення коефіцієнту залишкового ресурсу ВТС і в залежності від результату зробити висновок про один зі станів ВТС: справний, з незначними відхиленнями параметрів, передаварійний, аварійний.

## Висновки - продовження

15

4. Розрахунок економічної ефективності впровадження системи оперативного діагностування вимірjовальних трансформаторів струму показав, що термін окупності такого проекту становить 5 років.

5. Виконання інструкцій з охорони праці та дотримання закону України з охорони праці дасть змогу забезпечити потрібні умови праці та зменшити аварійність та об'єктах енергетики.

**Дякую за увагу!  
Доповідь закінчена.**