

Вінницький національний технічний університет

Факультет електроенергетики та електромеханіки

Кафедра електричних станцій і систем

Бакалаврська кваліфікаційна робота на тему:

МОНІТОРИНГ МЕРЕЖ ДЛЯ ЗАПОБІГАННЯ АВАРІЯМ

Виконав: студент 4 курсу, групи Е-21б3
спеціальності 141 – «Електроенергетика,
електротехніка та електромеханіка»

Гуменна Л. М. Гуменна

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

Лесько В.О. Лесько

« 06 » 06 2025 р.

Рецензент: к.т.н. доцент, доцент каф.
(наук.ступінь, вч.звання, назва кафедри)

ЕССЕМ Лесько В.О.
« 06 » 06 2025 р.

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

Комар
« 06 » 06 2025 р.

Вінниця ВНТУ 2025 рік-

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

ЗАТВЕРДЖУЮ
Завідувач кафедри ЕСС
д.т.н., професор Комар В. О.
«20» 03 2025 р.

ЗАВДАННЯ **НА БАКАЛАВРСЬКУ КВАЛІФІКАЦІЙНУ РОБОТУ СТУДЕНТУ**

Гуменній Лесі Миколаївні.
(прізвище, ім'я, по батькові)

1. Тема роботи. «Моніторинг мереж для запобігання аваріям»

Керівник роботи к.т.н., доцент каф. ЕСС Лесько В. В.

затверджена наказом вищого навчального закладу від 20.03.2025 року № 97

2. Термін подання студентом роботи 4 червня 2025 року

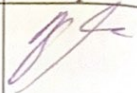
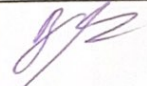
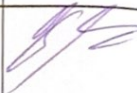
3. Вихідні дані до роботи: Перелік літературних джерел за тематикою роботи:

1. Правила улаштування електроустановок. – Видання офіційне. Міненерговугілля України. – Х. : Видавництво «Форт», 2017. – 760 с. 2. «ПТЕ Технічна експлуатація електричних станцій та мереж.» 3. Електричні системи і мережі. Частина 1: навчальний посібник / Ю. В. Малогулко, О. Б. Бурикін, Т. Л. Кацадзе, В. В. Лесько. Вінниця : ВНТУ, 2020. 203 с. 4. Кулик В. В. Типові рішення при проектуванні електричних мереж напругою 110-330 кВ: навчальний посібник / В. В. Кулик, В. В. Тептя, О. Б. Бурикін, О. В. Сікорська. Вінниця: ВНТУ, 2018. 110 с.

Вихідні дані для проведення обчислювальних експериментів:

4. Зміст текстової частини: Вступ. 1 Моніторинг електрообладнання та мереж. 2 Науково-методичні засади формування системи моніторингу 3.Методи оцінки технічного стану об'єктів розподільних мереж з використанням нечіткої логіки 4.Формування системи моніторингу об'єктів енергетики. Охорона праці. Висновки
5. Перелік ілюстративного матеріалу (з точним зазначенням обов'язкових креслень) 1 Моніторинг електрообладнання та мереж. 2 Науково-методичні засади формування системи моніторингу 3.Методи оцінки технічного стану об'єктів розподільних мереж з використанням нечіткої логіки 4.Формування системи моніторингу об'єктів енергетики

6. Консультанти розділів роботи

Розділ	Прізвище, ініціали та посада консультанта	Підпис, дата	
		завдання видав	виконання прийняв
Спеціальна частина	Керівник роботи Лесько В. О., к.т.н., доц., доцент кафедри ЕСС		
Охорона праці	Лесько В. О., к.т.н., доц., доцент кафедри ЕСС		

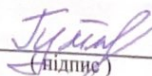
7. Дата видачі завдання 20 березня 2025 року

КАЛЕНДАРНИЙ ПЛАН

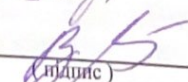
№ з/п	Назва та зміст етапів	Термін виконання етапів роботи		Підпис
		початок	кінець	
1	Формування та затвердження задач БКР	21.03.2025	24.03.2025	
2	Вступ. Огляд літературних джерел	25.03.2025	30.03.2025	
3	Моніторинг електрообладнання та мереж (розділ 1 БКР)	31.03.2025	07.04.2025	
4	Науково-методичні засади формування системи моніторингу (розділ 2 БКР)	08.04.2025	11.04.2025	
5	Методи оцінки технічного стану об'єктів розподільних мереж з використанням нечіткої логіки (розділ 3 БКР)	12.04.2025	19.04.2025	
6	Виконання розділу охорона праці (розділ 4 БКР)	20.04.2025	30.04.2025	
7	Формування висновків по роботі	01.05.2025	03.05.2025	
8	Оформлення пояснювальної записки	04.05.2025	19.05.2025	
9	Виконання графічної частини та оформлення презентації	20.05.2025	27.05.2025	
10	Перевірка БКР на плагіат. Попередній захист БКР.	28.05.2025	3.06.2025	
11	Рецензування БКР	04.06.2025	09.06.2025	
12	Захист БКР	10.06.2025	12.06.2025	

Студент

Керівник роботи


(підпис)

Л. М. Гуменна


(підпис)

В. О. Лесько

Анотація

У кваліфікаційній роботі розглянуто питання моніторингу електрообладнання та електричних мереж з метою запобігання аваріям і підвищення надійності енергопостачання. Проаналізовано статистичні дані щодо пошкоджуваності обладнання, особливості електричної ізоляції в енергосистемах, а також визначено загальні підходи до побудови систем моніторингу об'єктів енергетики.

У другому розділі сформовано науково-методичні засади оцінки технічного стану елементів електричних мереж, зокрема повітряних ліній напругою 6—20 кВ, із застосуванням якісних та кількісних методів. Окрема увага приділена аналізу можливостей реалізації цих методик на практиці.

У третьому розділі розглянуто сучасні підходи до оцінки технічного стану розподільних мереж із використанням апарату нечіткої логіки. Наведено моделі оцінки ризику відмов електрообладнання, зокрема силових трансформаторів, з урахуванням впливу зовнішніх факторів та післяремонтного ресурсу.

Четвертий розділ присвячено формуванню практичної системи моніторингу енергетичних об'єктів. Розглянуто характеристики силових трансформаторів і методи оцінки їх технічного стану з використанням нечітких моделей.

У п'ятому розділі висвітлено аспекти охорони праці під час проведення моніторингу. Розглянуто нормативно-правове забезпечення та основні вимоги безпеки при роботі з електричними мережами.

Ключові слова: моніторинг, електрообладнання, електричні мережі, технічний стан, нечітка логіка, ризик відмов, енергосистема, силовий трансформатор, надійність, охорона праці.

Abstract

The qualification work considers the issue of monitoring electrical equipment and electrical networks in order to prevent accidents and increase the reliability of energy supply. Statistical data on equipment damageability, features of electrical insulation in power systems are analyzed, and general approaches to building monitoring systems for energy facilities are determined.

The second section forms scientific and methodological principles for assessing the technical condition of electrical network elements, in particular overhead lines with a voltage of 6-20 kV, using qualitative and quantitative methods. Special attention is paid to the analysis of the possibilities of implementing these methods in practice.

The third section considers modern approaches to assessing the technical condition of distribution networks using fuzzy logic. Models for assessing the risk of failure of electrical equipment, in particular power transformers, are presented, taking into account the influence of external factors and post-repair resource.

The fourth section is devoted to the formation of a practical system for monitoring energy facilities. The characteristics of power transformers and methods for assessing their technical condition using fuzzy models are considered.

The fifth section highlights aspects of labor protection during monitoring. The regulatory framework and basic safety requirements for working with electrical networks are considered.

Keywords: monitoring, electrical equipment, electrical networks, technical condition, fuzzy logic, failure risk, power system, power transformer, reliability, labor protection.

Зміст

1. МОНІТОРИНГ ЕЛЕКТРООБЛАДНАННЯ ТА МЕРЕЖ

1.1 Аналіз статистичних даних про пошкоджувальність електрообладнання

1.2 Електрична ізоляція в електроенергетичних системах

1.3 Електрична ізоляція в електроенергетичних системах

1.4 Загальні підходи до формування системи моніторингу об'єктів енергетики

Висновки до розділу 1

2 НАУКОВО-МЕТОДИЧНІ ЗАСАДИ ФОРМУВАННЯ СИСТЕМИ МОНІТОРИНГУ

2.1 Загальні підходи формування системи моніторингу елементів електричних мереж

2.2 Загальна характеристика методичних засад проведення оцінки

2.3 Комплексна якісна оцінка технічного стану ПЛ напругою 6—20 кВ

2.4 Кількісна оцінка технічного стану об'єктів

2.5 Аналіз можливостей застосування методики

3. МЕТОДИ ОЦІНКИ ТЕХНІЧНОГО СТАНУ ОБ'ЄКТІВ РОЗПОДІЛЬНИХ МЕРЕЖ З ВИКОРИСТАННЯМ НЕЧІТКОЇ ЛОГІКИ

3.1 Підвищення надійності функціонування енергокомпаній на основі оцінки ризику виникнення аварійних ситуацій при відмовах електрообладнання з використанням нечіткої логіки

3.2 Моделювання та оцінка ризику відмов електрообладнання електроенергетичних систем з урахуванням рівня відновлення ресурсу після ремонту

3.3 Моделювання і оцінка ризику відмови силового трансформатора при збуреннях в зовнішній електричній мережі

5. ФОРМУВАННЯ СИСТЕМИ МОНІТОРИНГУ ОБ'ЄКТІВ ЕНЕРГЕТИКИ

5.1 Загальні характеристики силових трансформаторів

4.2 Моделювання оцінки стану трансформатору за допомогою нечіткої логіки

Висновки до розділу 4

5 ОХОРОНА ПРАЦІ

5.1 Нормативно-правове забезпечення охорони праці

5.2 Основні вимоги безпеки під час моніторингу електричних мереж

ВИСНОВКИ

СПИСОК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ

Вступ

У сучасному світі електроенергетика є ключовою галуззю, яка забезпечує функціонування практично всіх сфер людської діяльності. Надійність та безперебійність електропостачання безпосередньо залежить від технічного стану елементів енергосистеми, особливо від справності мереж. Одним із найефективніших інструментів запобігання аваріям є системи моніторингу, які дозволяють здійснювати оперативне відстеження стану обладнання, виявляти потенційно небезпечні відхилення та своєчасно реагувати на них.

Актуальність теми дослідження зумовлена зростанням рівня зношеності електричних мереж, збільшенням навантажень, потребою підвищення надійності та енергоефективності вітчизняної енергосистеми. Моніторинг дозволяє не лише виявляти пошкодження на ранніх етапах, а й формувати прогностичні моделі функціонування енергетичних об'єктів.

Метою даної бакалаврської роботи є дослідження принципів, методів та технічних засобів моніторингу мереж, а також аналіз ефективності їх застосування для попередження аварійних ситуацій.

Для реалізації визначеної мети в даній роботі були поставлені та розв'язані наступні ключові **задачі**

1. Аналіз сучасного стану електричних мереж:
2. Розробка концепції системи моніторингу:
3. Оцінка впливу моніторингу на якість управлінських рішень:
4. Застосування методів нечіткого моделювання:

Об'єкт дослідження – електричні мережі та обладнання, що підлягають моніторингу.

Предмет дослідження – технології, засоби і методи, які забезпечують діагностику, облік і аналіз стану мереж з метою запобігання аваріям.

1. МОНІТОРИНГ ЕЛЕКТРООБЛАДНАННЯ ТА МЕРЕЖ

1.1 Аналіз статистичних даних про пошкоджувальність електрообладнання

В сучасному світі, де електроенергія відіграє ключову роль у всіх сферах життя, ефективність та надійність електрообладнання стають дедалі важливішими. Проведення аналізу статистичних даних щодо пошкоджувальності електрообладнання є вирішальним кроком для розуміння сучасного стану ізоляції та розробки відповідних моніторингових систем.

Частота пошкоджувальності елементів системи. Вивчення частоти пошкоджень різних елементів електроенергетичної системи - це ключовий етап аналізу статистичних даних[1]. По-перше, важливо зібрати дані про інциденти пошкоджень, враховуючи різні компоненти, такі як лінії передачі, трансформатори, електричні двигуни та інші.

Збір даних про пошкодження ліній передачі включає в себе інформацію про типи пошкоджень, такі як перенапруги, вітрові впливи, механічні ураження та інші. Такий аналіз дозволяє здобути повний огляд різноманітних сценаріїв, що можуть призводити до неполадок у лініях передачі. Визначення місць з найвищою частотою пошкоджень допомагає ідентифікувати "гарячі точки" у мережі, де ризик виникнення проблем найвищий[2].

Щодо трансформаторів, проведення аналізу частоти витoku ізоляції дозволяє оцінити ефективність захисних систем. Розгляд типів трансформаторів та їх робочих умов є ключовим етапом для виявлення факторів, що можуть сприяти пошкодженням. Це включає врахування особливостей різних типів трансформаторів та робочих параметрів, які можуть впливати на їх надійність.

У випадку електричних двигунів, аналіз включає спостереження за випадками коротких замикань та перевантажень, які можуть призводити до пошкоджень. Визначення зон підвищеної ризику виявляє області, де існує

велика ймовірність виникнення проблем. Це важливо для ефективного впровадження моніторингових систем, спрямованих на запобігання пошкоджень та підвищення надійності електрообладнання.

Визначення причин пошкоджень. Після зібрання статистичних даних щодо пошкоджень, наступним етапом є визначення причин цих пошкоджень, включаючи аналіз умов експлуатації та динаміки перенапруг для встановлення, чи вони є основною причиною пошкоджень. Також проводиться дослідження випадків неправильного використання електрообладнання та розробка заходів для попередження подібних ситуацій. Перевірка та аналіз технічних характеристик обладнання здійснюється для виявлення виробничих дефектів та несправностей. Також вивчаються процеси зносу матеріалів ізоляції з метою визначення оптимального терміну служби та необхідності заміни.

Типи та категорії пошкоджень. Докладне вивчення типів пошкоджень надає уявлення про різноманітність ситуацій, які можуть виникати, включаючи електричні пробіи та визначення умов, при яких відбувається електричний пробій та його можливих наслідків. Аналіз причин та механізмів протікання струму спрямований на підвищення захисних заходів. Вивчення ситуацій, при яких механічні впливи, такі як вітрові чинники та удари, можуть призвести до пошкодження ізоляції, також входить у рамки цього аналізу. Цей детальний аналіз даних надає повний огляд стану пошкоджуваності електрообладнання та служить основою для подальших кроків у розробці ефективних систем моніторингу та управління.

а. Сучасні методи моніторингу електрообладнання

Моніторинг обладнання електричних мереж - це комплекс заходів, спрямованих на систематичне відстежування його технічного стану. Моніторинг може бути безперервним або дискретним.

Безперервний моніторинг передбачає постійне спостереження за

станом обладнання за допомогою датчиків, які вимірюють різні параметри, такі як напруга, струм, температура, частота та інші. Дані з датчиків збираються та аналізуються в реальному часі, що дозволяє своєчасно виявляти та усувати проблеми.

Дискретний моніторинг проводиться з певним інтервалом часу. Він може включати в себе візуальний огляд обладнання вимірювання параметрів обладнання за допомогою приладів таких як омметри, фазометри, вимірювання частоти, термометри та ін., лабораторні дослідження та інші методи.

Моніторингу підлягають різні види обладнання електричних мереж. Це:

- Передавальні лінії - це лінії електропередачі, які передають електроенергію від електростанцій до споживачів.
- Розподільчі мережі - це мережі, які розподіляють електроенергію від передавальних ліній до споживачів.
- Електростанції - це підприємства, які виробляють електроенергію.
- Електрообладнання споживачів - це обладнання, яке споживає електроенергію, наприклад, електроприлади, освітлення та промислове обладнання.

Метою моніторингу обладнання електричних мереж є забезпечення його безперебійної та надійної роботи. Моніторинг дозволяє:

- Виявляти проблеми на ранніх стадіях, що дозволяє запобігти серйозним пошкодженням або аваріям. Наприклад, якщо моніторинг виявить, що температура трансформатора перевищує норму, це може бути ознакою того, що трансформатор скоро вийде з ладу. Якщо проблема буде виявлена на ранній стадії, її можна буде усунути, не допустивши серйозного пошкодження.
- Оптимізувати витрати на експлуатацію та обслуговування обладнання. Моніторинг дозволяє своєчасно виявляти несправності обладнання, що дозволяє планувати ремонти та профілактичне обслуговування в

зручний час.

Це дозволяє скоротити витрати на ремонт та обслуговування обладнання.

Покращити безпеку персоналу та обладнання. Моніторинг дозволяє виявляти потенційні небезпеки, пов'язані з обладнанням, що дозволяє вжити заходів для їх усунення. Це дозволяє підвищити безпеку персоналу та обладнання.

Це говорить про те, що моніторинг обладнання електричних мереж є важливим завданням для забезпечення надійності та ефективності роботи електроенергетичних систем.

Системи моніторингу повинні надавати інформацію про об'єкт моніторингу, яка є достатньою для оцінки його технічного стану. При побудові систем моніторингу необхідно дотримуватися таких загальних принципів[3]: принцип достатності; принцип інформаційної повноти; принцип інваріантності; принцип самодіагностики; принцип структурної гнучкості і спроможності до програмування; принцип корекції; принцип дружності інтерфейсу при максимальній інформаційній місткості; принцип багаторівневої організації; принцип інтеграції у виробничу виконавчу систему підприємства (MES- системи).

Загальна структурна схема системи автоматизованої моніторингу стану технологічного обладнання показана на рисунку 1.1.[3].

Типова архітектура систем моніторингу обладнання електричних - мереж показана на рис 1.2. Основними елементами виступають датчики, сенсори, блоки вимірювання, кабелі зв'язку з обладнанням на щиті управління, де безпосередньо розміщена приймально-перетворююча апаратура з центральним сервером[4].

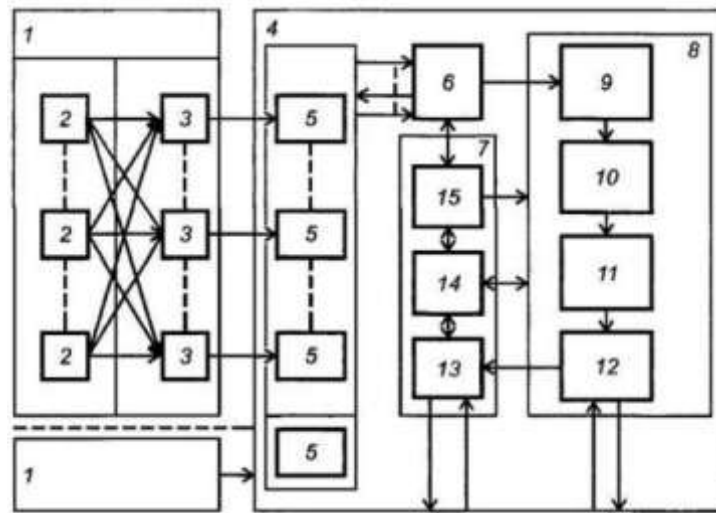


Рисунок 1.1. – Структурна схема автоматизованої системи моніторингу стану технологічного обладнання 1 – агрегат; 2 – вузол, що діагностується; 3 – канал поширення; 4 – система моніторингу; 5 – датчик; 6 – блок узгодження; 7 – тракту управління; 8 – тракт розпізнавання; 9 – аналізатор; 10 – блок формування діагностичних ознак; 11 – блок ухвалення рішення; 12 – блок сповіщення, відображення і реєстрації; 13 – блок мережових інтерфейсів (Intranet/Internet); 14 – інформаційні бази даних і знань; 15 – блок управління і синхронізації;

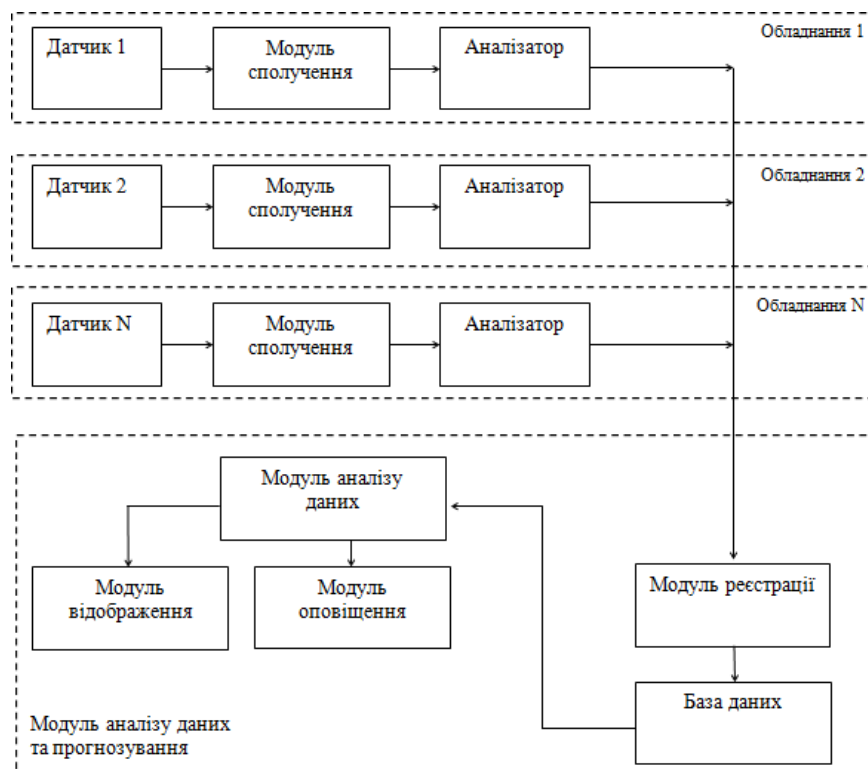


Рисунок 1.2. - Типова архітектура системи моніторингу

Сьогодні в світі використовується широкий спектр систем моніторингу стану обладнання електричних мереж. У кожній країні може існувати своя власна система моніторингу, або кілька країн можуть об'єднатися для створення спільної системи[5].

У системах моніторингу стану обладнання електричних мереж країн Європи та Північної Америки використовуються різні технології та підходи. У Великій Британії (National Grid) акцент робиться на моніторингу процесів у режимі реального часу, діагностиці трансформаторів та удосконаленні захисту та управління мережею. У Німеччині (E.ON) та Італії (ENEL) основна увага приділяється моніторингу розподіленої генерації, поновлюваних джерел енергії та Smart Meters. У Бразилії (STEER) розробляються системи управління навантаженням, переключеннями та "інтелектуальні" системи моніторингу електрообладнання. Канада (BCTC) впроваджує високовольні кабельні технології, FACTS, накопичення енергії та Smart-обладнання. Система Coreso (Coordination of Electricity System Operators) об'єднує ресурси енергосистем Франції, Бельгії, Німеччини, Нідерландів і Люксембургу для проведення моніторингу режимів та надання інформації диспетчерському персоналу."[5]

В Україні для моніторингу стану обладнання електричних мереж використовуються системи SCADA. Ці системи забезпечують обробку та інтерпретацію даних, отриманих від вимірювальних блоків. Моніторинг дозволяє підвищити надійність транспортування електроенергії та зменшити витрати на обслуговування ліній електропередачі. Це досягається за рахунок більш оперативного виявлення аварій та прогнозування проблемних ситуацій.

1.3 Електрична ізоляція в електроенергетичних системах

Електрична ізоляція в електроенергетичних системах відіграє критичну роль у забезпеченні безпеки та стабільності роботи. Недоліки в ефективності ізоляції можуть призвести до серйозних аварій, включаючи коротке

замикання, перегрів обладнання, пожежі та інші небезпеки. Особливо важливо моніторити стан електричної ізоляції приєднання навантаження, оскільки це місце є точкою можливого виникнення проблем.

Основними причинами пошкодження електричної ізоляції приєднання навантаження є:

- Механічні пошкодження, такі як удари, вібрація або перевантаження.
- Хімічні пошкодження, такі як корозія або вплив агресивних середовищ.
- Термічні пошкодження, такі як перегрів або перенапруга.
- Старіння матеріалів:

Механічні пошкодження електричної ізоляції. Механічні пошкодження електричної ізоляції можуть бути викликані різними факторами, такими як удари, вібрація або перевантаження. Удари можуть призвести до розриву, тріщини або відколу ізоляції. Це може статися в результаті падіння, удару об інший предмет або в результаті впливу зовнішніх сил, таких як вітер або землетрус. Вібрація може призвести до руйнування ізоляції в результаті згинання, розтягування або скручування. Це може статися в результаті роботи обладнання, такого як двигуни, насоси або вентилятори, або в результаті впливу зовнішніх сил, таких як рух транспорту. Перевантаження може призвести до деформації ізоляції. Це може статися в результаті перевищення допустимої електричної навантаження або в результаті впливу високих температур.

Ознаками механічних пошкоджень електричної ізоляції можуть бути: розриви, тріщини або відколи ізоляції; зміни кольору або структури ізоляції; поява забруднень; зміна опору ізоляції.

Для запобігання таких пошкоджень необхідно ретельно монтувати ізоляцію, захищати її від ударів та інших зовнішніх впливів, не допускати перевищення допустимого навантаження.

Щоб виявити механічні пошкодження електричної ізоляції зазвичай використовують візуальний огляд, замірюють опір ізоляції чи застосовують ультразвукові або інфрачервоні методи діагностики. Найпростішим з цих

методів є саме візуальний огляд ізоляції. В цьому випадку звертають увагу на наявність розривів, тріщин, відколів і т.д.. Замір опору дозволяє оцінити стан ізоляції. Якщо її опір нижчу допустимого значення, це може бути ознакою пошкодження. Ультразвукові та інфрачервоні методи діагностики дозволяють виявити механічні пошкодження електричної ізоляції без її розбирання. Ці методи засновані на виявленні змін в акустичному або тепловому випромінюванні ізоляції, викликаних пошкодженням.

Хімічні пошкодження електричної ізоляції. Хімічні пошкодження електричної ізоляції можуть бути викликані різними факторами, такими як корозія або вплив агресивних середовищ.

Корозія - це процес руйнування металу в результаті хімічної реакції з навколишнім середовищем. Корозія може призвести до пошкодження електричної ізоляції, виготовленої з металевих матеріалів, таких як мідь, алюміній або сталь. Існує два основних типи корозії: електрохімічна корозія виникає в результаті взаємодії металу з електролітом, таким як вода, морська вода або кислоти та атмосферна корозія яка виникає в результаті взаємодії металу з атмосферними газами, такими як кисень, вуглекислий газ або сірковуглець. Ознаками корозії електричної ізоляції можуть бути: поява іржі, плям або інших пошкоджень на поверхні ізоляції; зміни кольору або структури ізоляції; зниження опору ізоляції.

Агресивні середовища можуть містити кислоти, луги, розчинники або інші хімічні речовини, які можуть розчиняти або розкладати матеріали. Ознаки їх впливу такі ж як і при корозії.

Щоб запобігти впливу агресивного середовища та корозії рекомендується:

- Використовувати матеріали, які стійкі до корозії та впливу агресивних середовищ.
- Захищати електричну ізоляцію від контакту з агресивними середовищами.
- Регулярно перевіряти стан електричної ізоляції на наявність пошкоджень. Для виявлення хімічних пошкоджень ізоляції використовують

візуальний огляд, замірюють опір ізоляції чи застосовують спеціальні методи діагностики, такі як хімічний аналіз або мікроскопія.

Термічне пошкодження електричної ізоляції. Термічне пошкодження електричної ізоляції може бути викликане перегрівом або перенапругою. Перегрів - це підвищення температури ізоляції вище допустимого значення. Він може бути викликаний надмірним навантаженням на ізоляцію, несправністю системи охолодження чи порушенням норм експлуатації обладнання.

Перегрів може призвести до деформації, руйнування або плавлення ізоляції. Його характерними ознаками є збільшення температури ізоляції; поява тріщин, відколів або інших пошкоджень на поверхні ізоляції; зміна кольору або структури ізоляції; зниження опору ізоляції.

Перенапруга - це підвищення напруги в електричній мережі вище допустимого значення. Перенапруга може бути викликана різними факторами, такими як: удар блискавки, короткочасне перемикання в електричній мережі чи несправність обладнання.

Для запобігання термічним пошкодженням електричної ізоляції необхідно дотримуватися наступних заходів:

- Використовувати матеріали, які мають високу термостійкість.
- Забезпечити надійну систему охолодження для ізоляції.
- Регулярно перевіряти стан електричної ізоляції на наявність пошкоджень. Для виявлення термічних пошкоджень електричної ізоляції можна використовувати візуальний огляд, замір опору ізоляції, спеціальних методів діагностики, таких як тепловізор або термографія.

Термічні пошкодження електричної ізоляції можуть призвести до короткого замикання, пожежі або навіть вибуху. Для підвищення термічної стійкості електричної ізоляції можна використовувати спеціальні матеріали, такі як фторопласти, скломаль або силікатна тканина. Регулярний

моніторинг стану електричної ізоляції дозволяє своєчасно виявити і усунути можливі пошкодження.

Старіння матеріалів. Це процес незворотного зміни властивостей матеріалів під впливом часу, температури, вологості, хімічних речовин та інших факторів. Воно може призвести до зниження міцності, твердості, пластичності, електричних властивостей та інших характеристик матеріалів.

Для запобігання старінню матеріалів можна використовувати такі заходи:

- Вибір матеріалів, які мають високу стійкість до старіння.
- Захист матеріалів від впливу факторів, які можуть викликати старіння.
- Регулярний контроль стану матеріалів на предмет ознак старіння.

Пошкодження ізоляції та невчасне його виявлення може призвести до серйозних проблем, таких як коротке замикання, пожежа, вихід з ладу обладнання чи шкода людині. Це ще раз доводить важливість постійного моніторингу стану електричної ізоляції.

1.4 Загальні підходи до формування системи моніторингу об'єктів енергетики

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

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

Технологічний блок даної моделі показує технологію проведення моніторингу об'єктів енергетики з метою поліпшення якості системи

моніторингу та підвищення рівня компетентності персоналу.



Рисунок 1.6 - Модель моніторингу об'єктів енергетики

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

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

На рисунку 1.7 представлено цикл моніторингу об'єктів енергетики.



Рисунок 1.7 - Цикл моніторингу об'єктів енергетики.

Запропонована модель моніторингу може бути реалізована для

генеруючих об'єктів, магістральних електричних мереж та розподільних електричних мереж. Далі в роботі будуть досліджуватися системи моніторингу елементів електричних мереж.

Висновки до розділу 1

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

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

У світлі сучасної залежності від електроенергії, забезпечення ефективності та надійності електрообладнання стає критичним. Аналіз пошкоджуваності елементів системи є важливим етапом для забезпечення стабільності ізоляції та вдосконалення моніторингових систем.

Вивчення частоти пошкоджень різних елементів, таких як лінії передачі, трансформатори та електричні двигуни, не лише ідентифікує "гарячі точки" у мережі, але й допомагає виявляти фактори, що ведуть до пошкоджень. Збір та аналіз статистичних даних щодо умов експлуатації та динаміки перенапруг визначають причини пошкоджень, що стає основою для розвитку ефективних систем моніторингу та управління.

Моніторинг електрообладнання, який може бути безперервним або дискретним, включає постійне відстеження параметрів, таких як напруга та

температура. Виявлення проблем на ранніх етапах дозволяє уникнути серйозних пошкоджень та покращити безпеку обладнання та персоналу. Різні підходи до моніторингу, такі як системи SCADA, використовуються для оптимізації транспортування електроенергії та зменшення витрат на обслуговування ліній електропередачі.

Враховуючи, що електрична ізоляція відіграє критичну роль у забезпеченні безпеки та стабільності роботи електроенергетичних систем, її детальний моніторинг та реагування на виявлені проблеми стають важливими завданнями для забезпечення неперервного та ефективного функціонування енергетичних мереж.

2 НАУКОВО-МЕТОДИЧНІ ЗАСАДИ ФОРМУВАННЯ СИСТЕМИ МОНІТОРИНГУ

2.1 Загальні підходи формування системи моніторингу елементів електричних мереж

Для забезпечення надійності роботи обладнання, своєчасного усунення порушень в його роботі необхідним є проведення оцінки технічного стану, яка зокрема має входити до системи моніторингу розподільних електричних мереж. З урахуванням [23] моніторинг розподільних електричних мереж - спеціально організоване систематичне автоматичне спостереження за технологічними процесами електричних мереж з оцінкою або без оцінки їхнього стану. Моніторинг вже розглядається і як спостереження, так і спостереження та оцінка стану. При цьому під оцінкою стану вважається не тільки поточна оцінка, а і ретроспективний аналіз та прогнозування стану. Моніторинг розподільних електричних мереж розуміється автоматичним, якщо не оговорено інше. Обґрунтованою на сьогодні є вимога щодо включення до складу процесу моніторингу питань винесення рішення про подальшу роботу об'єкту електричної мережі. Це обумовлено перш за все необхідністю on-line реагування на процеси, що проходять в мережах. На рисунку 2.1 зображена пропозиція щодо моделі моніторингу розподільних електричних мереж.

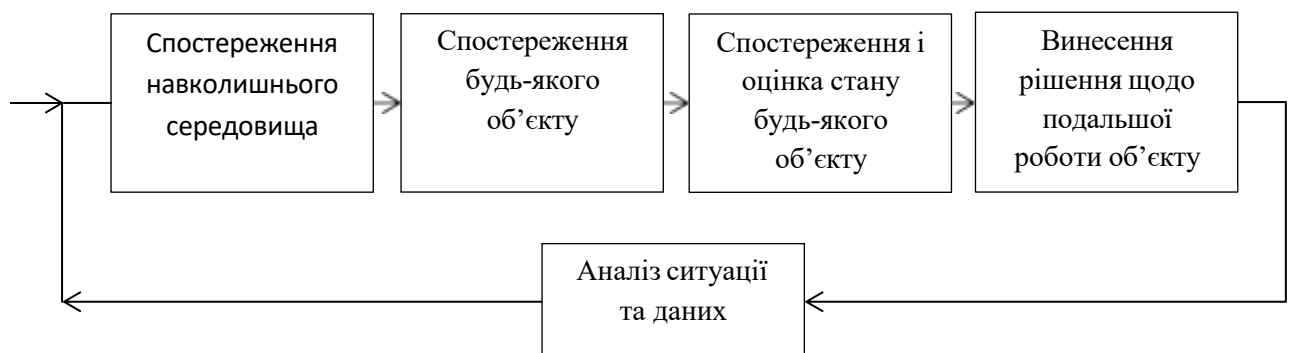


Рисунок 2.1 - Модель моніторингу розподільних електричних мереж.

Як зазначається [23] у цьому визначенні моніторингу розподільних

електричних мереж мається на увазі те, що будь-який технологічний процес – це не тільки власне процес, а і, по-перше, все те різноманітне обладнання, за допомогою якого він реалізується (системи, машини, апарати, установки та інше), по-друге, функціональні матеріали (провідникові, магнітні, ізоляційні, оптичні, конструкційні та ін.), які використовуються для забезпечення технологічного процесу і, по-третє, зовнішнє середовище (погода, електромагнітне поле, радіація та інші явища), що помітно впливає на технологічний процес. Усі ці складові основного технологічного процесу підлягають моніторингу розподільних електричних мереж.

Як зазначається в різних наукових виданнях, результат моніторингу – це інформація у вигляді даних, графіків, показань, суджень, яка відображає як підсумок спостереження за поточним станом, так і отриману характеристику технологічного та технічного положення розподільчих електричних мереж в різносторонніх умовах використання, що дуже важливо при технологічному порушенні та аварії.

З урахуванням зазначеного, моніторинг розподільних електричних мереж можна визначити також і як моніторинг всього того, що визначає технологічні процеси розподільчих електричних мереж (власне процеси, обладнання, середовища, явища та ін.).

З урахуванням [23], що стосується основних завдань моніторингу розподільних електричних мереж, то їх можна визначити наступним чином:

- негайне, в on-line режимі, забезпечення інформацією в необхідному, інколи досить малому реальному часі автоматичного керування (автоматичного регулювання, автоматики, релейного захисту, стеження та ін.) і забезпечення інформацією автоматизованого та ручного оперативно-диспетчерського керування;
- накопичення даних, створення баз даних, баз знань, архівів;
- проведення перспективного (прогноз, планування) аналізу ситуацій, ретроспективного (тенденції, напрями, оцінки розвитку), поточного (спостереження, контроль, діагностика, розпізнавання образів) та оцінка

стану розподільних електричних мереж;

- формування обміну та передачі моніторингової інформації між об'єктами та суб'єктами, що мають відношення до розподільчих електричних мереж та їх технологічних процесів.

Враховуючи викладене вище, класифікацію моніторингу розподільчих електричних мереж за функціональною ознакою можна представити наступним чином:

- моніторинг оператора системи розподілу;
- моніторинг зі спостереженням стану розподільчих мереж (підрахунок, вимірювання);
- моніторинг зі спостереженням і оцінкою, а також прийняттям рішення щодо стану розподільчих мереж (контроль, діагностика, розпізнавання образів).

При цьому уніфікованими складовими для 2 і 3 слід вважати: індикацію, реєстрацію та передачу інформації.

За результатами розгляду може бути сформована модель моніторингу системи розподілу, при цьому важливим є забезпечення її зв'язку з завданнями Регулятора та наглядових органів для забезпечення надійного постачання електричної енергії споживачам.

В 2017 році було ухвалено Закон України "Про ринок електричної енергії України", суб'єктами відносин в якому виступають оператор системи розподілу і споживачі, в частині забезпечення надійності електропостачання. З іншого боку, згідно постанови НКРЕКП від 23.03.2017 № 345 Про затвердження форм звітності № 11-НКРЕКП (квартальна) «Звіт щодо показників надійності електропостачання» та № 12-НКРЕКП (квартальна) «Звіт щодо показників комерційної якості надання послуг» та інструкцій щодо їх заповнення, національна комісія України, що здійснює державне регулювання у сфері енергетики, приділяє особливу увагу показникам якості надання послуг з передачі та постачання електроенергії. Згідно з [24] НКРЕКП визначило основні показники надійності електропостачання

для електророзподільних компаній: індекс середньої тривалості довгих перерв в електропостачанні в системі (SAIDI), індекс середньої частоти довгих перерв в електропостачанні в системі (SAIFI) та розрахунковий обсяг недовідпущеної електроенергії (ENS), а також процедуру збору первинної інформації, її обробки та надання звітності до НКРЕКП з метою моніторингу даних показників. Динаміку щодо фактичних показників SAIDI та ENS по Україні за період 2010-2017 років наведено на рисунку 2.2.

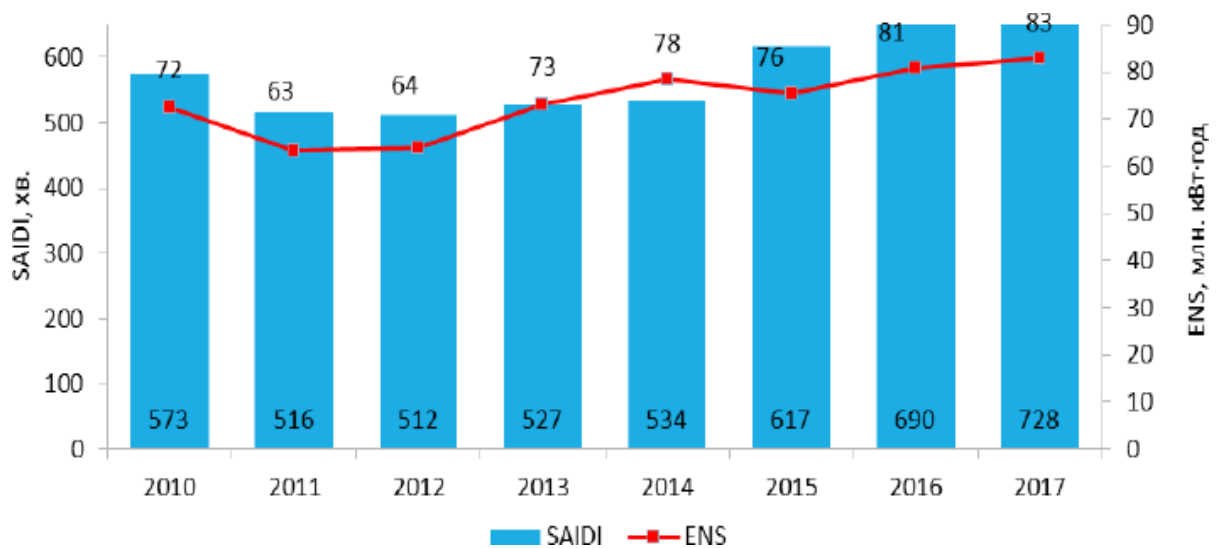


Рисунок 2.2 - Динаміка щодо фактичних показників SAIDI та ENS по Україні за період 2010-2017 років

У 2017 році загальний показник SAIDI по Україні зріс на 5,4 %. Зокрема порівняно з попереднім роком показники SAIDI у 2017 році зросли у 19-ти електророзподільних компаній. НКРЕКП затверджує цільові показники якості електропостачання для електророзподільних компаній. Цільові індекси SAIDI (з вини компаній — планових без попереджень переривань та переривань, пов'язаних з технологічними порушеннями в мережах) за 2017 рік по кожному ліцензіату, що здійснює господарську діяльність з передачі електричної енергії місцевими (локальними) електромережами, встановлено постановою НКРЕКП від 25.05.2017 № 685.

У порівнянні з даними 2016 року показники SAIDI з вини компаній зросли у 19 компаній. Найбільше показники SAIDI з вини компаній виросли в АК«Харківобленерго» (у 2,0 рази), ТОВ «Луганське Енергетичне Об'єднання» (у 1,9 рази), ПрАТ «Волинсьобленерго» (в 1,7 рази), ПАТ «Черкасиобленерго» (у 1,5 рази), ПАТ «ЕК «Чернівціобленерго» (у 1,5 рази).

Порівняно з країнами ЄС показники SAIDI в Україні є значно вищими. Це обумовлюється у тому числі і тим, що в країнах ЄС здійснюється не лише моніторинг показників надійності електропостачання, а й їх регулювання, високим рівнем зносу електричних мереж в Україні, а також значно вищою часткою кабельних мереж у країнах ЄС, що зменшує частоту перерв в електропостачанні. Показники SAIDI країн Європи та України наведено на рисунку 2.3.

Сьогодні НКРЕКП створено нормативну базу регулювання показників SAIDI для компаній, які переходять на стимулююче регулювання, шляхом коригування необхідного доходу компанії за даними виконання завдання щодо досягнення цільових показників SAIDI. Зокрема, для таких компаній на восьмий рік з початку переходу на стимулююче регулювання встановлено цільові значення: SAIDI = 150 хвилин для міської та 300 хвилин для сільської місцевості.

У 2017 році НКРЕКП визначила основні показники безперервності передачі електричної енергії магістральними мережами: обсяг недовідпущеної електроенергії в розподільні мережі та прямим споживачам (ENS), індекс середньої тривалості відключень у системі (AIT).

За даними форми звітності ДП «НЕК «Укренерго» № 13-НКРЕКП (річна) у 2017 році показник ENS внаслідок технологічних порушень у мережах ліцензіата становив 29 тис. кВт·год, показник АІТ внаслідок технологічних порушень у мережах ліцензіата – 0,13 хв.

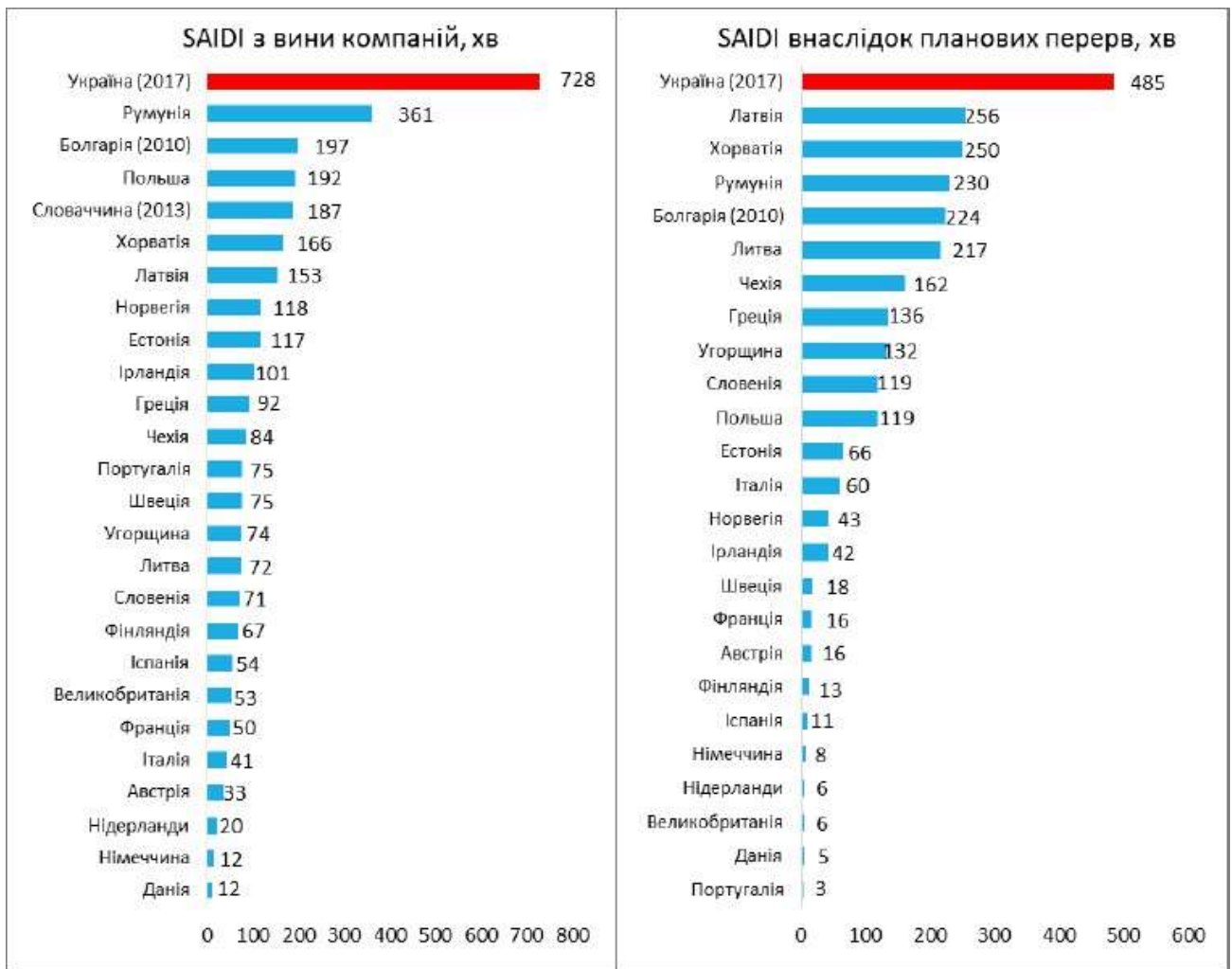


Рисунок 2.3 - Показники SAIDI країн Європи та України

Показники якості електричної енергії (яка характеризується рівнем напруги, частоти, перенапруги тощо) сьогодні визначено у ДСТУ 13109-97 «Норми якості електричної енергії в системах електропостачання загального призначення» та ДСТУ EN 50160:2014 «Характеристики напруги електропостачання в електричних мережах загальної призначеності».

Зростання показників головним чином зумовлене підвищенням достовірності первинних даних за рахунок: підвищення точності реєстрації перерв в електропостачанні на рівні напруги 0,4...20 кВ, зокрема завдяки розвитку колцентрів компаній; поглибленої перевірки даних окремих компаній у рамках планових перевірок та надання за результатами перевірок усім компаніям роз'яснення щодо уникнення типових порушень у реєстрації перерв в електропостачанні [25].

2.2 Загальна характеристика методичних засад проведення оцінки

На даний момент в діючих електропостачальних системах України для підтримки парку силових трансформаторів, в справному технічному стані найчастіше використовується планово-попереджувальна система моніторингу, технічного обслуговування і ремонту, яка регламентує виконання робіт по експлуатації з певною, чітко заданою, періодичністю. Існуюча система моніторингу, представлена в «Методичні вказівки з обліку та аналізу в енергосистемах технічного стану розподільних мереж напругою 0,38-20 кВ з повітряними лініями електропередачі» затверджена міністерством палива та енергетики України від 03.12.2005 наказом № 60 базується на людському факторі, який не гарантує точності.

2.3 Комплексна якісна оцінка технічного стану ПЛ напругою 6—20 кВ

Згідно з [26] на даний час вибір заходів щодо обслуговування електричних мереж здійснюється на основі якісної оцінки технічного стану об'єктів ДСТУ 3429.

Для визначення технічного стану об'єкта використовуються такі якісні критерії :

- добрий технічний стан;
- підлягає капітальному ремонту;
- підлягає реконструкції;
- підлягає повній заміні.

В даний час основними ознаками при виборі показника оцінки технічного стану об'єкта є такі критерії експлуатаційних робіт, проведених на об'єкті:

- у доброму технічному стані знаходяться об'єкти, в яких дефекти не виявлені або виявлені дефекти усуваються виконанням робіт, що відносяться до номенклатури технічного обслуговування;

- об'єкт підлягає капітальному ремонту (знаходиться в задовільному стані), якщо обсяг робіт з усунення виявлених дефектів відноситься до номенклатури капітального ремонту і спрямований на збереження (відновлення) колишніх техніко-економічних характеристик об'єкта в межах засобів амортизаційних відрахувань на капітальний ремонт.

Об'єкт підлягає реконструкції (знаходиться в незадовільному стані) при:

- перевищенні обсягів робіт з усунення виявлених дефектів номенклатури обсягів робіт капітального ремонту, визначеної згідно з «Методическими указаниями по организации системы эксплуатационного обслуживания воздушных линий электропередачи напряжением 0,4-20 кВ трансформаторных подстанций напряжением 6-20/0,4 кВ и распределительных пунктов 6-20 кВ», що провадяться за рахунок амортизаційних відрахувань на капітальний ремонт;

- необхідності істотного поліпшення основних техніко-економічних характеристик об'єкта при проведенні різних типів робіт;

- об'єкт підлягає повній заміні (знаходиться в непридатному стані), якщо подальша його експлуатація технічно або економічно неможлива (недоцільна), оскільки необхідна заміна основного устаткування, стан якого не відповідає вимогам нормативно-технічної документації, або ж необхідна заміна непридатної до експлуатації будівельної частини. До реконструкції ліній електропередачі відносяться такі роботи, як підвищення їх пропускної здатності за рахунок збільшення перерізу проводів, підвищення другого кола або переходу на більш високий клас напруги, підвищення її механічної міцності (за рахунок установлення додаткових опор задля зменшення довжини прольотів тощо), а також оснащення лінії пристроями автоматики, телемеханіки і дистанційних визначень до місць пошкодження.

До реконструкції ТП відносяться роботи з модернізації або заміни основного устаткування на устаткування більшої потужності або більш високої номінальної напруги, зміни електричної схеми підстанції, її

розширення, а також роботи з оснащення підстанції пристроями автоматики і телемеханіки. Комплексна якісна оцінка технічного стану ПЛ напругою 6-20 кВ визначається з урахуванням технічного стану таких основних елементів ПЛ напругою 6-20 кВ: опор, ізоляторів і проводів.

Технічний стан опор однієї ПЛ напругою 6-20 кВ установлюється на підставі коефіцієнта дефектності опор КДО даної ПЛ [26]:

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

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

ОДД - обсяг дефектної енергодеревини опор даної ПЛ, що знаходиться в експлуатації за станом на 31 грудня звітного року, м³;

ОДЗ - обсяг дефектного З/Б опор даної ПЛ, що знаходиться в експлуатації за станом на 31 грудня звітного року, м³;

ОУД - обсяг установленної енергодеревини опор даної ПЛ, що знаходиться в експлуатації за станом на 31 грудня звітного року, м³;

ОУЗ - обсяг установленного З/Б опор даної ПЛ, що знаходиться в експлуатації за станом на 31 грудня звітного року, м³. Обсяги дефектної енергодеревини і дефектного З/Б опор ПЛ напругою 6-20 кВ визначаються виходячи з кількості дефектних елементів, зареєстрованих на даній ПЛ напругою 6-20 кВ за станом на 31 грудня звітного року:

$$\text{ОДД} = \sum_i^l n^{\text{Д}} V_{\text{Ди}};$$

$$\text{ОДЗ} = \sum_j^m n^{\text{Д}} V_{\text{Зj}},$$

де $n^{\text{Д}}$, $n^{\text{Д}}$ - відповідно кількість дефектних дерев'яних (i) і залізобетонних

$$\text{Ди} \quad \text{Зj}$$

елементів опор ПЛ напругою 6-20 кВ, зареєстрованих на даній ПЛ за станом

на 31 грудня звітнього року, шт.;

l і m - кількість дерев'яних (i) і залізобетонних (j) елементів у опорах ПЛ напругою 6-20 кВ відповідно;

V_{Di} , V_{3i} - розрахунковий обсяг одного елемента опор напругою ПЛ 6-20 кВ,

Обсяги встановленої енергодеревини і встановленого З/Б опор напругою ПЛ 6-20 кВ визначаються на підставі кількості встановлених елементів на даній ПЛ за станом на 31 грудня звітнього року:

$$ОУД = \sum_i^l n_{Di}^y V_{Di};$$

$$ОУЗ = \sum_j^m n_{3j}^y V_{3j},$$

де n_{Di}^y , n_{3j}^y - відповідно кількість установлених дерев'яних

залізобетонних (j) елементів опор ПЛ напругою 6-20 кВ на даній ПЛ за станом на 31 грудня звітнього року, шт.

Технічний стан ізоляторів однієї ПЛ напругою 6-20 кВ установлюється на підставі коефіцієнта дефектності ізоляторів (КДІ) даної ПЛ:

$$КДІ = \frac{n_1^d}{n^y} \cdot 100,$$

де n_1^d - кількість дефектних ізоляторів ПЛ напругою 6-20 кВ, зареєстрованих на даній ПЛ за станом на 31 грудня звітнього року, шт. Перелік дефектів ізоляторів, за наявності яких ізолятор вважається дефектним;

n^y - кількість установлених ізоляторів ПЛ напругою 6-20 кВ, що знаходяться в експлуатації на даній ПЛ за станом на 31 грудня звітнього року, шт.

Технічний стан проводів однієї ПЛ напругою 6-20 кВ встановлюється

на підставі коефіцієнта дефектності проводів КДП даної ПЛ:

$$\text{КДП} = \frac{L^{\text{Д}}}{L^{\text{У}}} \cdot 100,$$

де $L^{\text{Д}}$ - довжина дефектних проводів ПЛ напругою 6-20 кВ, зареєстрованих на даній ПЛ за станом на 31 грудня звітного року, км;

$L^{\text{У}}$ - довжина встановлених проводів ПЛ напругою 6-20 кВ, що знаходяться в експлуатації на даній ПЛ за станом на 31 грудня звітного року, км.

Комплексна якісна оцінка технічного стану однієї ПЛ напругою 6-20кВ устанавлюється на підставі коефіцієнта дефектності КДВ даної ПЛ:

$$\text{КДВ} = 0,48 \cdot \text{КДО} + 0,07 \cdot \text{КДІ} + 0,45 \cdot \text{КДП},$$

де 0,48; 0,07; 0,45 - вагові коефіцієнти, що відбивають відповідно вплив технічного стану опор, ізоляторів і проводів на вартість ремонтних робіт із заміни всіх дефектних елементів ПЛ напругою 6-20 кВ справними елементами.

На підставі значення коефіцієнта дефектності даної ПЛ визначається комплексна якісна оцінка її технічного стану згідно з даними таблиці 2.1.

Таблиця 2.1 - Комплексна якісна оцінка технічного стану

Значення коефіцієнта дефектності КДВ, %	Комплексна якісна оцінка технічного стану ПЛ 6 - 20 кВ і її індекс			Ваговий коефіцієнт оцінки
0	Добрий	ТО	1	0
Менше 25	Задовільний	КР	2	0,1

Від 25 до 50	Незадовільний	Реконструкція	3	0,3
50 і вище	Непридатний	Заміна	4	0,6

Комплексна якісна оцінка технічного стану сукупності ПЛ напругою 6-20 кВ установлюється на підставі комплексних якісних оцінок кожної з вхідних у дану сукупність ПЛ:

$$K_{ДСВ} = \frac{0 \cdot L_1 + 0,1 \cdot L_2 + 0,3 \cdot L_3 + 0,6 \cdot L_4}{L_1 + L_2 + L_3 + L_4} \cdot 100,$$

де $L_1 + L_2 + L_3 + L_4$ - сумарна довжина ПЛ напругою 6-20 кВ, що знаходяться відповідно в доброму, задовільному, незадовільному і непридатному технічному стані, км;

0; 0,1; 0,3; 0,6 - вагові коефіцієнти комплексної оцінки технічного стану ПЛ напругою 6-20 кВ.

Комплексна якісна оцінка технічного стану ТП напругою 6-20/0,38 кВ

Комплексна якісна оцінка технічного стану ТП напругою 6-20/0,38 кВ різних типів визначається з урахуванням технічного стану таких елементів: а) для щоглових трансформаторних підстанцій (далі - ЩТП) [26]:

1. Будівельна частина;
2. Корпус РУ 0,38 кВ;
3. Силові трансформатори;
4. Комутаційні апарати 6-20 кВ;
5. Апарати захисту від перенапруги 6-20 кВ;
6. Ізоляція збірних шин 6-20 кВ;
7. Комутаційні апарати 0,38 кВ;
8. Ізоляція збірних шин 0,38 кВ;
9. Ізоляція проводів низьковольтної комутації.

б) для комплектних трансформаторних підстанцій (далі - КТП):

1. Будівельна частина;

2. Корпуси РУ 6-20 і 0,38 кВ;
3. Силові трансформатори;
4. Комутаційні апарати 6-20 кВ;
5. Апарати захисту від перенапруги 6-20 кВ;
6. Ізоляція збірних шин 6-20 кВ;
7. Комутаційні апарати 0,38 кВ;
8. Апарати захисту від перенапруги 0,38 кВ;
9. Ізоляція збірних шин 0,38 кВ;
10. Ізоляція проводів низьковольтної комутації;

в) для закритих трансформаторних підстанцій (далі - ЗТП):

1. Будівельна частина;
2. Корпуси РУ 6-20 і 0,38 кВ;
3. Силові трансформатори;
4. Комутаційні апарати 6-20 кВ;
5. Апарати захисту від перенапруги 6-20 кВ;
6. Ізоляція збірних шин 6-20 кВ;
7. Комутаційні апарати 0,38 кВ;
8. Апарати захисту від перенапруги 0,38 кВ;
9. Ізоляція збірних шин 0,38 кВ;
10. Ізоляція проводів низьковольтної комутації.

Технічний стан будівельної частини ЩТП, змонтованої на опорах, і КТП, що встановлюються на вертикальних і горизонтальних стійках, визначається на підставі КДО за формулами. Дефекти елементів опор будівельної частини ЩТП і КТП, при наявності яких відповідний елемент підлягає заміні. Розрахунковий обсяг елемента будівельної частини ЩТП і КТП варто приймати з урахуванням його розміру.

Основні елементи будівельної частини ЗТП вважаються дефектними і такими, що підлягають заміні, при наявності дефектів. При наявності хоча б одного з таких дефектів ЗТП коефіцієнт дефектності будівельної частини КДЧ ЗТП приймається рівним 100, при відсутності - рівним 0.

Корпуси РП-10 кВ ЩТП, корпуси РП 6-20 кВ і РП 0,38 кВ КТП і ЗТП підлягають заміні при наявності в них дефектів з кодами С42*, С43* і С52. Відповідно при наявності хоча б одного такого дефекту коефіцієнт дефектності корпусу (КДК) ЩТП, КТП і ЗТП приймається рівним 100, а за відсутності - рівним 0.

Силовий трансформатор 6-20/0,38 кВ ЩТП, КТП і ЗТП вважається дефектним і підлягає заміні при наявності в ньому хоча б одного з дефектів з кодами Я11, Я12, Я15 або Я18. Відповідно при наявності хоча б одного такого дефекту коефіцієнт дефектності силового трансформатора (КДТ) приймається рівним 100, а при відсутності - рівним 0.

Комутаційний апарат 6-20 кВ ЩТП, КТП і ЗТП вважається дефектним і підлягає заміні при наявності в ньому хоча б одного дефекту з кодами В62*, В63*, В71, В73*, В75*, В81*, В91-В93*, В94, В95*-В98*. Відповідно при наявності хоча б одного з цих дефектів коефіцієнт дефектності комутаційного апарата (далі - КДКАВН) приймається рівним 100, а при відсутності - рівним 0.

Апарат захисту від перенапруг РП 6-20 кВ ЩТП, КТП і ЗТП вважається дефектним і підлягає заміні при наявності в ньому хоча б одного дефекту з кодами В62*, В63*, В71, В73*, В75*, В81*, В91*-В93*, В94, В95*-В98*.

Відповідно при наявності хоча б одного з цих дефектів коефіцієнт дефектності комутаційного апарата (далі - КДЗАВН) приймається рівним 100, а при відсутності - рівним 0. Ізолятори шин і приєднань РП 6-20 кВ ЩТП, КТП і ЗТП вважаються дефектними і підлягають заміні при наявності в них хоча б одного з дефектів з кодами В31, В33*, В41, В43*, В51, В53*. Відповідно при наявності цього дефекту коефіцієнт дефектності КДІНН приймається рівним 100, а при відсутності - рівним 0.

Для встановлення комплексної якісної оцінки технічного стану ТП напругою 6-20/0,38 кВ обчислюється коефіцієнт дефектності конкретної ТП за формулами:

для ЩТП:

$$КДЩТП = 0,24КДО + 0,11КДК + 0,25КДТ + 0,08КДКАВН + 0,08КДЗАВН + \\ + 0,08КДІВН + 0,08КДКА_{\text{нн}} + 0,08КДЗА_{\text{нн}} + 0,04КДІ_{\text{нн}};$$

для однотрансформаторних КТП тупикового типу:

$$КДКТП1 = 0,1КДО + 0,2КДК + 0,25КДТ + 0,1КДКАВН + 0,09КДЗАВН + \\ + 0,09КДІВН + 0,09КДКА_{\text{нн}} + 0,05КДЗА_{\text{нн}} + 0,05КДІ_{\text{нн}};$$

для однотрансформаторних КТП прохідного типу:

$$КДКТП1_{\text{п}} = 0,09КДО + 0,18КДК + 0,22КДТ + 0,18КДКАВН + 0,08КДЗАВН + \\ + 0,08КДІВН + 0,08КДКА_{\text{нн}} + 0,04КДЗА_{\text{нн}} + 0,05КДІ_{\text{нн}};$$

для двотрансформаторних КТП:

$$КДКТП2П = 0,04(КДО1 + КДО2) + 0,09(КДК1 + КДК2) + 0,11(КДТ1 + КДТ2) + \\ + 0,09(КДКАВН1 + КДКАВН2) + 0,04(КДЗАВН1 + КДЗАВН2) + \\ + 0,04(КДІВН1 + КДІВН2) + 0,04(КДКА_{\text{нн}}1 + КДКА_{\text{нн}}2) + 0,02(КДЗА_{\text{нн}}1 + \\ + КДЗА_{\text{нн}}2) + 0,03(КДІ_{\text{нн}}1 + КДІ_{\text{нн}}2);$$

для однотрансформаторних ЗТП:

$$КДЗТП1 = 0,2КДЧ + 0,14КДК + 0,2КДТ + 0,1КДКАВН + 0,09КДЗАВН + \\ + 0,09КДІВН + 0,09КДКА_{\text{нн}} + 0,04КДЗА_{\text{нн}} + 0,05КДІ_{\text{нн}};$$

для двотрансформаторних ЗТП:

$$КДЗТП2П = 0,2КДЧ + 0,07(КДК1 + КДК2) + 0,1(КДТ1 + КДТ2) + \\ + 0,05(КДКАВН1 + КДКАВН2) + 0,05(КДЗАВН1 + КДЗАВН2) + 0,04(КДІВН1 + \\ + КДІВН2) + 0,05(КДКА_{\text{нн}}1 + КДКА_{\text{нн}}2) + 0,02(КДЗА_{\text{нн}}1 + КДЗА_{\text{нн}}2) + \\ + 0,02(КДІ_{\text{нн}}1 + КДІ_{\text{нн}}2),$$

де числа, на які збільшуються коефіцієнти дефектності (КДО, КДТ тощо) є ваговими коефіцієнтами, що відбивають вплив технічного стану елементів ТП 6-20/0,38 кВ на вартість ремонтних робіт із заміни всіх дефектних елементів справними аналогічними елементами [26].

За обчисленим значенням коефіцієнта дефектності конкретної ТП напругою 6-20/0,38 кВ установлюється комплексна якісна оцінка її технічного стану згідно з даними таблиці 2.2.

Для встановлення комплексної якісної оцінки технічного стану довільної сукупності ТП напругою 6-20/0,38 кВ обчислюється коефіцієнт цієї сукупності ТП (КДСТ) за формулою:

$$K_{\text{ДСТ}} = \frac{0 \cdot N_1 + 0,1 \cdot N_2 + 0,3 \cdot N_3 + 0,6 \cdot N_4}{N_1 + N_2 + N_3 + N_4} \cdot 100$$

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

0; 0,1; 0,3; 0,6 - значення вагових коефіцієнтів, установлених для градацій комплексної якісної оцінки технічного стану ТП напругою 6-20/0,38 кВ: добрий, задовільний, незадовільний, непридатний відповідно.

Таблиця 2.2 - Комплексна якісна оцінка технічного стану ТП 6-20 кВ/0,38 кВ

Значення коефіцієнта дефектності (КДТП), %	Комплексна якісна оцінка технічного стану ТП 6-20 кВ/0,38 кВ та її індекс			Ваговий коефіцієнт оцінки
0	Добрий	ТО	1	0
Менше 25	Задовільний	Р	2	0,1
Від 25 до 50	Незадовільний	Реконструкція	3	0,3
50 і вище	Непридатний	Заміна	4	0,6

За обчисленим значенням коефіцієнта дефектності сукупності ТП

напругою 6-20/0,38 кВ установлюється комплексна якісна оцінка її технічного стану.

Комплексна якісна оцінка технічного стану ПЛ напругою 0,38 кВ

Комплексна якісна оцінка технічного стану ПЛ напругою 0,38 кВ визначається з урахуванням технічного стану таких елементів: ПЛ, опор, ізоляторів, проводів і відгалужень від даної ПЛ [26].

Технічний стан проводів однієї ПЛ напругою 0,38 кВ установлюється на підставі коефіцієнта дефектності проводів (КДП) даної ПЛ:

$$\text{КДП} = \frac{L^{\text{Д}}}{L^{\text{У}}} \cdot 100,$$

де $L^{\text{Д}}$ - довжина дефектних проводів ПЛ напругою 0,38 кВ, зареєстрованих на даній ПЛ за станом на 31 грудня звітного року, км.

$L^{\text{У}}$ - довжина встановлених проводів ПЛ напругою 0,38 кВ, що знаходяться в експлуатації на даній ПЛ за станом на 31 грудня звітного року, км.

Технічний стан відгалужень від ПЛ напругою 0,38 кВ до введів в будинки встановлюється на підставі коефіцієнта дефектності відгалужень (КДЗ) даної ПЛ:

$$\text{КДЗ} = \frac{n^{\text{Д}}}{n^{\text{У}}_{\text{відг}}} \cdot 100,$$

де $n^{\text{Д}}_{\text{відг}}$ - кількість дефектних відгалужень від ПЛ напругою 0,38 кВ, зареєстрованих на даній ПЛ за станом на 31 грудня звітного року, шт. Перелік дефектів відгалужень, при наявності яких відгалуження вважається дефектним і підлягає заміні;

$n^{\text{У}}_{\text{відг}}$ - кількість установлених відгалужень від ПЛ напругою 0,38 кВ, що

знаходяться в експлуатації на даній ПЛ за станом на 31 грудня звітного року, шт.

Комплексна якісна оцінка технічного стану однієї ПЛ напругою 0,38 кВ встановлюється на підставі коефіцієнта дефектності (КДН) даної ПЛ 0,38 кВ:

$$\text{КДН} = 0,63 \cdot \text{КДО} + 0,23 \cdot \text{КДП} + 0,14 \cdot \text{КДЗ},$$

де 0,63; 0,23; 0,14 - вагові коефіцієнти, що відбивають відповідно вплив технічного стану опор, проводів і відгалужень від ПЛ напругою 0,38 кВ на вартість ремонтних робіт із заміни всіх дефектних елементів ПЛ справними аналогічними елементами.

На підставі значення коефіцієнта дефектності даної ПЛ напругою 0,38 кВ встановлюється комплексна якісна оцінка її технічного стану згідно з даними таблиці 2.3.

Таблиця 2.3 - Комплексна якісна оцінка технічного стану ПЛ напругою 0,38 кВ

Значення коефіцієнта дефектності (КДН), %	Комплексна якісна оцінка технічного стану ПЛ напругою 0,38 кВ та її індекс			Ваговий коефіцієнт оцінки
0	Добрий	ТО	1	0
Менше 25	Задовільний	КР	2	0,1
Від 25 до 50	Незадовільний	Реконструкція	3	0,3
50 і вище	Непридатний	Заміна	4	0,6

Комплексна якісна оцінка технічного стану сукупності ПЛ напругою 0,38 кВ встановлюється на підставі комплексних якісних оцінок кожної з вхідних у сукупність ПЛ:

$$KДСН = \frac{0 \cdot L_1 + 0,1 \cdot L_2 + 0,3 \cdot L_3 + 0,6 \cdot L_4}{L_1 + L_2 + L_3 + L_4} \cdot 100,$$

де L_1, L_2, L_3, L_4 - сумарні довжини ПЛ напругою 0,38 кВ, що знаходяться відповідно в доброму, задовільному, незадовільному і непридатному технічному стані, км;

0; 0,1; 0,3; 0,6 - вагові коефіцієнти комплексної оцінки І технічного стану ПЛ.

2.4 Кількісна оцінка технічного стану об'єктів

Кількісна оцінка технічного стану об'єкта характеризує сумарну кількість його аварійних автоматичних і змушених відключень, яку можна чекати в наступному році. Кількісна оцінка технічного стану об'єкта визначається за даними переліку дефектів його елементів, складеного станом на 31 грудня звітного року на підставі даних, що були зареєстровані в журналі дефектів об'єктів.

Кількісна оцінка технічного стану енергопостачальної компанії/організації визначається для кожного з об'єктів: однієї ПЛ напругою 6-20 кВ, однієї ТП напругою 6-20/0,38 кВ або однієї ПЛ напругою 0,38 кВ.

На підставі кількісної оцінки, отриманої для кожної ПЛ напругою 6-20 кВ, ТП напругою 6-20/0,38 кВ або ПЛ напругою 0,38 кВ, визначаються питомі і середні кількісні оцінки для всіх ПЛ напругою 6-20 кВ, ТП напругою 6-20/0,38 кВ або ПЛ напругою 0,38 кВ відповідно одного населеного пункту тощо.

Кількісні показники ймовірних відключень об'єкта на наступний рік можуть бути визначені за такими формулами:

для ПЛ:

$$BO_{ВЛ_i} = \sum_{i=1}^m n_{i_{ВЛ_j}} ВД_{i_{ВЛ_j}};$$

$$BO_{ВЛ_i} = \frac{BO_{ВЛ_i} 100}{L_{ВЛ_j}};$$

$$BO_{ВЛ_c} = \frac{\sum_{j=1}^k BO_{ВЛ_j}}{k},$$

для ТП :

$$BO_{ТП_j} = \sum_{i=1}^m n_{i_{ТП_j}} ВД_{i_{ТП_j}};$$

$$BO_{ТП_c} = \frac{\sum_{j=1}^k BO_{ТП_j}}{k};$$

де $BO_{ВЛ_i}$, $BO_{ТП_j}$, $BO_{ТП_c}$ - число ймовірних відключень j -го об'єкта, сукупності об'єктів (округляється до першого знака після коми), відключення/(об'єкт · рік);

$BO_{ВЛ_j}$, $BO_{ВЛ_c}$ - питома число ймовірних відключень j -й ПЛ, сукупності ПЛ (округляється до першого знака після коми), відключення /(100 км рік);

$ВД_{i_{ВЛ_j}}$, $ВД_{i_{ТП_j}}$ - число ймовірних відключень j -го об'єкта від прояву одного i - го дефекту, відключення /(об'єкт · рік);

$n_{i_{ВЛ_j}}$, $n_{i_{ТП_j}}$ - кількість проявів i - го дефекту на j -му об'єкті, шт.;

m - кількість типів дефектів на j -му об'єкті, шт.;

k - кількість однотипних дефектів, шт.;

$L_{ВЛ_j}$ - довжина j -ї ПЛ по трасі, км.

2.5 Аналіз можливостей застосування методики

Дана методика використовує експертні оцінки, що мають суб'єктивний характер і неспроможні надати оцінку можливих ситуацій з використанням обладнання.

Для забезпечення врахування різних факторів впливу на об'єкт оцінювання доречним є використання методів нечіткої логіки при здійсненні оцінки технічного стану об'єкту, це дозволить врахувати різноманітність його технічних станів, збільшити перелік факторів для розгляду та підвищити точність оцінки.

3 МЕТОДИ ОЦІНКИ ТЕХНІЧНОГО СТАНУ ОБ'ЄКТІВ РОЗПОДІЛЬНИХ МЕРЕЖ З ВИКОРИСТАННЯМ НЕЧІТКОЇ ЛОГІКИ

3.1 Підвищення надійності функціонування енергокомпаній на основі оцінки ризику виникнення аварійних ситуацій при відмовах електрообладнання з використанням нечіткої логіки

Згідно з [27] зазвичай для забезпечення надійної роботи електроенергетичних систем (далі - ЕЕС) її проектують таким чином, щоб відключення одного або (рідше) декількох елементів у нормальному режимі при проходженні максимуму навантаження не призводило до неприпустимих перевантажень інших елементів або необхідності обмеження частини навантаження [28]. Якщо критерій N-і виконується в усіх розрахункових режимах, вважається, що ЕЕС є надійною. У протилежному випадку потрібно застосування відповідних заходів для забезпечення виконання встановлених нормативів. Такий підхід є детерміністським, оскільки не враховує імовірність появи аварійних ситуацій і тому не дає кількісної характеристики надійності ЕЕС, а характеризує надійність за ознакою відповідності нормативним вимогам. Перспективним підходом до оцінки надійності функціонування ЕЕС є імовірнісний підхід, згідно з яким аналізуються аварійні відключення елементів ЕЕС з визначенням ймовірнісних характеристик таких подій та їх наслідків. З розвитком ринкових відносин в електроенергетиці України, за яких надійність розглядається як послуга, яка має кількісні характеристики, оцінка надійності імовірнісними методами є більш об'єктивною і повною.

На сьогодні ризик R експлуатації електрообладнання і окремих підсистем ЕЕС є найбільш інформативним інтегральним показником надійності їх функціонування [29-31]. Кількісно ризик визначають як добуток величини події A на міру можливості її появи q : $R(t) = A(t) \cdot q(t)$.

Складність оцінки ризику $R(t)$ в основному виникає при визначенні міри

можливості появи події q , в якості якої часто використовують імовірність. Імовірнісний підхід, який включає множину імовірнісно-статистичних методів і ґрунтується на математичному моделюванні функціонування підсистеми ЕЕС, передбачає залежно від характеру вирішуємої проблеми застосування аналітичних методів і методів статистичного моделювання [32–34].

Аналітичні методи і моделі визначення ймовірностей відмов і відновлень елементів ЕЕС ґрунтуються на марківських випадкових процесах і припускають властивості стаціонарності, ординарності й відсутності післядії у подій відмови, що є характерним для елементів, які не випрацювали свого ресурсу. Наявність у сучасних ЕЕС значної кількості зношеного електрообладнання потребує уточнення моделі відмов електрообладнання, що може призвести до ускладнення аналітичних методів та недоцільності їх використання.

Найбільш прийнятним альтернативним методом оцінки імовірнісної складової ризику для електроенергетичних систем, особливістю яких є багатoeлементність, складність структури та значний рівень зношеності електрообладнання, є використання методів статистичного моделювання, за яких виконуються обчислювальні експерименти з імітаційними математичними моделями поведінки складних випадкових процесів та реальних об'єктів, що піддаються випадковим збуренням.

Статистичний аналіз аварійності в електроенергетичних системах України та інших промислово розвинених країн показує, що існує стійка тенденція до підвищення кількості порушень електропостачання відповідальних енергетичних об'єктів, а іноді й значних територій, що супроводжуються негативними соціальними, економічними та екологічними наслідками [35, 36].

Зростання інтенсивності технологічних порушень і важкості наслідків, у першу чергу, викликане об'єктивно існуючим старінням і вичерпанням ресурсу працездатності електрообладнання, несприятливим погіршенням

кліматичних умов, більш напруженими умовами роботи персоналу та іншими причинами організаційного характеру.

У зв'язку з цим для ЕЕС важливого значення набувають питання ефективної організації експлуатації та управління надійністю електропостачання для споживачів електроенергії та обґрунтування й впровадження заходів, направлених на запобігання виникнення аварій.

В умовах об'єктивно існуючого зниження надійності електропостачання споживачів, зумовленого перш за все значним старінням парку електрообладнання, зростає роль достовірності оцінки показників надійності електрообладнання та підсистем ЕЕС протягом заданого інтервалу часу. Рівень зниження надійності електропостачання споживачів доцільно оцінювати показником ризику [36, 36], що включає в себе ймовірність відмов електрообладнання та їх наслідки.

Значна частка (близько 90%) аварій, що виникають у сучасних ЕЕС, припадає на аварії в електричних мережах, переважно, внаслідок відмов силового та комутаційного обладнання, пристроїв релейного захисту та автоматики. При цьому важливим є забезпечення надійного відключення електрообладнання та недопущення розвитку аварії в ЕЕС. Задачі локалізації аварій в сучасних електричних системах і підстанціях, у першу чергу, виконують високовольтні вимикачі. Вони належать до найбільш важливих комутаційних апаратів, від надійності функціонування яких, у значній мірі, залежить стійкість забезпечення електропостачання споживачів як у нормальних, так і в аварійних режимах. Тому задача розробки математичних моделей оцінки технічного стану, прогнозування ресурсу працездатності та визначення ймовірності відмови електрообладнання, зокрема, високовольтних вимикачів на інтервалі часу, є актуальною задачею.

Модернізація і розвиток сучасних ЕЕС на базі концепції Smart Grid, що передбачає вдосконалення і створення нових функціональних властивостей [35] за яких забезпечується необхідний рівень надійності електропостачання споживачів, на сьогодні є актуальною задачею.

Ефективність реалізації концепції Smart Grid в електроенергетичній галузі України і інших промислово розвинених країн суттєво залежить від того, наскільки енергосистема і її електрообладнання мають технічний стан за якого забезпечується високий рівень надійності електропостачання споживачів [35–37] та мінімізація ризику виникнення аварії.

В зв'язку з цим важливим є визначення елементів енергосистем, які мають найбільшу ймовірність відмови і ті, відмови яких можуть спричинити каскадний розвиток аварій в системі з тяжкими наслідками. Це дає можливість здійснити пріоритетний контроль цих елементів, спрогнозувати терміни можливих відмов, і таким чином, сформулювати перелік необхідних дій персоналу, а також виконати превентивне і адаптивне в залежності від розвитку ситуації, керування системою і її елементами [35–37].

Відмова електрообладнання може виникнути внаслідок вичерпання ресурсу працездатності, несприятливих метеоумов, помилкових дій персоналу, наявності дефекту та інших причин [36,37]. Особливої уваги заслуговують питання оцінки ймовірності відмов електрообладнання зі значним терміном експлуатації за наявності дефекту та дії збурень в зовнішній електричній мережі.

Силові трансформатори (далі - СТ) сучасних ЕЕС є одними з найвідповідальніших і вартісніших елементів основного електрообладнання ЕЕС від надійності функціонування яких значною мірою залежить надійність як систем електропостачання споживачів так і складної ЕЕС в цілому [38,39]. Збільшення частки силових трансформаторів зі значним терміном експлуатації загострює проблему забезпечення їх контролю, об'єктивної оцінки технічного стану (далі - ТС) і прогнозування ресурсу працездатності та визначення ймовірності відмов.

Особливо важливим, окрім оцінки ТС і прогнозування ресурсу працездатності СТ є ідентифікація виду і ступеню розвитку дефекту та визначення ймовірності відмови СТ внаслідок дії зовнішніх збурень, зокрема при КЗ в зовнішній електричній мережі. Вирішення задач оцінки ТС СТ та

ідентифікації можливого дефекту, а також визначення імовірності відмови СТ за наявності дефекту докладно розглянуто в публікаціях [39,40].

Надійність N функціонування підсистеми ЕЕС характеризується показником, в якості котрого приймаємо ризик R зниження надійності електропостачання споживачів, які входять до складу підсистеми ЕЕС, у результаті виникнення аварійних ситуацій:

$$N = f(R_1 \dots R_m),$$

де R_i - ризик зниження надійності при виникненні i -ї аварійної ситуації, $N \in [0; 1], R_i \in [0; 1]$.

Ризик зниження надійності підсистеми ЕЕС при всіх можливих відмовах обладнання і можливих аварійних сценаріях визначається зі співвідношення [36, 39, 34, 30]:

$$R = \sum_{j=1}^L \sum_{i=1}^K P(S_i) P(H_j | S_i) M_j,$$

де L - число можливих аварійних сценаріїв;

K - число одиниць обладнання в підсистемі ЕЕС;

M_j - наслідки при виникненні аварійної ситуації;

$P(H_j | S_i)$ - ймовірність виникнення конкретної j -ї аварійної ситуації в результаті відмови i -го елемента;

$P(S_i)$ - ймовірність відмови i -го елемента на інтервалі часу Δt .

На інтервалі часу Δt електрообладнання може відмовити внаслідок незадовільного технічного стану, помилкових дій персоналу, дії зовнішніх збурень (вітер, ожеледиця, перенавантаження) та інших факторів.

Відмова електрообладнання є випадковою подією, яка розглядається як збурення в підсистемі ЕЕС, і виникає у випадковий момент часу τ , $0 < \tau < \Delta t$. Для визначення, яке електрообладнання E_i відмовить і в який момент часу, проводиться статистичне моделювання події відмови i -ї одиниці обладнання та часу його виникнення ті серед множини електрообладнання M .

Якщо функціонування електрообладнання на інтервалі часу Δt характеризується модифікованою функцією розподілу імовірності

безвідмовної роботи $F(t)$, то час безвідмовної роботи кожного об'єкта визначається наступним чином [41, 33, 31]:

- через генератор випадкових чисел (далі - ГВЧ) вибирається випадкове число R від 0 до 1;
- отримане число R піддається процедурі зворотного перетворення $F^{-1}(R)$ та визначається час відмови об'єкта τ ;
- якщо $t_1 \leq \tau \leq t_2$, приймається, що об'єкт відмовив на інтервалі часу Δt ;
- якщо $\tau < t_1$ або $\tau > t_2$, приймається, що об'єкт не відмовив на інтервалі часу Δt .

Якщо в цій реалізації статистичного моделювання відбулася відмова n елементів, то вибирається елемент, який має найменший час настання відмови $\tau = \min\{\tau_i, i = 1, n\}$.

Відмова такого елемента розглядається як збурення при моделюванні режиму підсистеми ЕЕС. При цьому можливі наступні підходи залежно від наявної інформації.

Для одиниці електрообладнання відома генеральна функція розподілу імовірності відмови $F(t)$. У цьому випадку схема статистичного моделювання організується таким чином.

Для оцінки імовірності відмови обладнання найдоцільніше використати статистичні дані щодо функціонування обладнання такого типу, класу напруги та потужності, на основі яких будується функція розподілу імовірності відмови [35, 42, 43]. Доцільність використання статистичних даних пояснюється тим, що вони враховують всі експлуатаційні фактори, у тому числі й вплив навколишнього середовища. Отримані в результаті обробки статистичних даних функції розподілу імовірності події базуються на генеральній сукупності подій і, строго кажучи, не є імовірнісними характеристиками окремої одиниці електрообладнання.

Тому функції розподілу імовірнісних подій можна використовувати для

отримання приблизної оцінки імовірності виникнення події відмови окремої одиниці електрообладнання, яка повинна уточнюватися для кожного елемента з урахуванням історії його функціонування, рівня відновлення ресурсу після ремонту [36], залишкового ресурсу до моменту спостереження [39], наявності дефектів й інших факторів.

Для одиниці електрообладнання на основі спостережень відомі зміни діагностичних параметрів за часом.

У цьому випадку найбільш доцільним є використання відповідних математичних моделей прогнозування зміни технічного стану і залишкового ресурсу одиниць електрообладнання [37, 38, 34, 44], з допомогою яких можливо визначити термін виходу діагностичного параметра за допустимі межі або імовірності параметричної відмови у будь-який момент часу на інтервалі часу спостереження Δt . Застосування методів параметричного прогнозування для будь-якого напрацювання інтервалу спостереження Δt і визначення ризику відмов на прикладі силового трансформатора і вимикача розглянуто в роботах [37, 38].

Точність результатів визначення імовірнісної складової ризику експлуатації підсистем ЕЕС при використанні як аналітичних методів, так і методів статистичного моделювання значною мірою визначається адекватністю використовуваних інтегральних функцій розподілу імовірності відмов $F(t)$ конкретних одиниць електрообладнання аналізуємо ЕЕС. Практика експлуатації показує, що одержати ретроспективні дані по відмовах конкретної одиниці електрообладнання дуже важко внаслідок недосконалої існуючої системи моніторингу стану електрообладнання та інших причин. В якості базової залежності між відмовами електрообладнання і терміном їх експлуатації, як зазначалось, доцільно взяти ці залежності для всієї сукупності елементів енергосистеми такого виду обладнання або адаптований до реальних умов експлуатації варіант (якщо це можливо) для конкретної одиниці обладнання. Для основних одиниць силового електрообладнання ЕЕС (силові трансформатори і автотрансформатори,

синхронні генератори і асинхронні двигуни), комутаційного електрообладнання на основі генеральної сукупності даних по відмовах на інтервалі напрацювання від 1 до 40-50 років було визначено та перевірено відповідно до критерію узгодженості Пірсона χ – квадрат [28] види функцій розподілу $F(t)$ на всіх ділянках напрацювання, а також визначено параметри функцій розподілу на основі використання методів найменших квадратів та максимальної правдоподібності. Формування функцій $F(t)$ одиниць електрообладнання ЕЕС певного виду, для яких відсутні ретроспективні дані по відмовах, виконувалось на основі експертного оцінювання параметрів функції безвідмовної роботи з подальшою апроксимацією у вигляді функцій з нечітко заданими параметрами [42]. На рисунку 3.4 представлено статистичну функцію розподілу відмов повітряних вимикачів з приводами напругою 110...750 кВ.

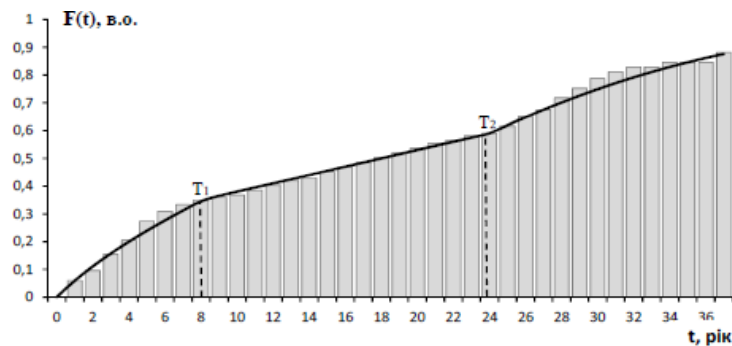


Рисунок 3.4 – Статистична функція розподілу відмов повітряних вимикачів

Забезпечення достовірного прогнозування імовірності відмови об'єкта на інтервалі часу Δt , як зазначалось, потребує врахування індивідуальних характеристик конкретної одиниці обладнання шляхом модифікації функції розподілу імовірності відмови обладнання, яка виконується з урахуванням наступних факторів: наявності працездатного стану в момент спостереження, врахування величини загального спрацьованого ресурсу та рівня відновлення ресурсу після ремонту на момент спостереження. Метод побудови функції $F(t)$ з урахуванням ТС окремої одиниці обладнання докладно викладено в [39], а питання впливу рівня відновлення ресурсу після

ремонту електрообладнання на імовірність його відмови розглянуто в [37].

Згідно з [36] імовірність відмови об'єкта на інтервалі часу Δt (гіпотеза H_1) за умови появи події В (умовна імовірність відмови об'єкта на інтервалі часу Δt за умови, що в об'єкта було зафіксовано ТС S), визначається за формулою Байєса:

$$P(H_1/B) = \frac{p(H_1)p(B/H_1)}{p(H_1)p(B/H_1) + p(H_2)p(B/H_2)}.$$

Умовні ймовірності можуть бути визначені на основі статистичних даних про ТС об'єкта в момент відмови. У разі відсутності таких статистичних даних в [45] запропоновано використання композиційного правила Заде [37, 45] з побудовою матриць нечітких причинних відношень на основі знань експерта за методом Сааті.

Врахування введених вище подій при визначенні імовірності відмови електрообладнання на інтервалі часу Δt дає можливість визначити нове значення функції розподілу імовірності $F'(t)$ в момент часу t_2 :

$$F'(t_2) = F(t_1) + p(H_1/B_1),$$

де $F(t_1)$ – значення функції в момент часу спостереження в t_1 .

Для визначення імовірнісної складової ризику по заданій моделі функціонування ЕЕС у математичному і програмному забезпеченні RISK – ЕЕС з допомогою статистичного моделювання імітується випадковий процес змінення стану електричної мережі, який визначається станом працездатності її елементів і змінням навантаження на розрахунковому інтервалі часу (квартал, рік).

При цьому для кожного стану ЕЕС, пов'язаного з відмовою її елемента, оцінюється можливість нормального режиму функціонування шляхом розрахунку перехідного і після аварійного усталеного режиму та визначення поточного розподілу й інших важливих параметрів. Навантаження представлено як детермінованою, так і ймовірнісною моделлю, що враховує

випадковий характер зміни електроспоживання.

3.2 Моделювання та оцінка ризику відмов електрообладнання електроенергетичних систем з урахуванням рівня відновлення ресурсу після ремонту

Згідно [46] з точки зору визначення рівня післяремонтного відновлення електрообладнання, як модель доцільно використати залежність ресурсу працездатності від параметрів, що повинні задовольняти наступним вимогам [47, 48]: бути ідентичними параметрам, що враховуються при проектуванні; відображати основні експлуатаційні характеристики електрообладнання; щоб був простий зв'язок між зміненням загального ресурсу працездатності електрообладнання та зміною при цьому експлуатаційних характеристик елементів і параметрів ТС.

Кожний елемент електрообладнання характеризується великою кількістю параметрів технічного стану, а рівень відновлення ресурсу елемента суттєво залежить від того, наскільки параметри відхиляються від нормативних значень. Тому, оцінку інтегрального показника рівня відновлення ресурсу елемента, функціонального вузла й одиниці електрообладнання в цілому доцільно здійснювати на основі використання багаторівневих ієрархічних структурних схем і математичних моделей [49].

На рисунку 3.5 зображена спрощена ієрархічна структурна схема моделі, що ілюструє залежність стану кожного елемента від їх параметрів, а також залежність інтегрального показника відновлення ресурсу від стану окремих елементів і функціональних вузлів (ФВ). В умовах, коли неможливо встановити аналітичній зв'язок між зміненням параметрів післяремонтного ТС об'єкта та інтегральним показником рівня відновлення ресурсу об'єкта, кількісну оцінку післяремонтного ресурсу працездатності доцільно формувати експертними методами з використанням теорії нечітких множин.

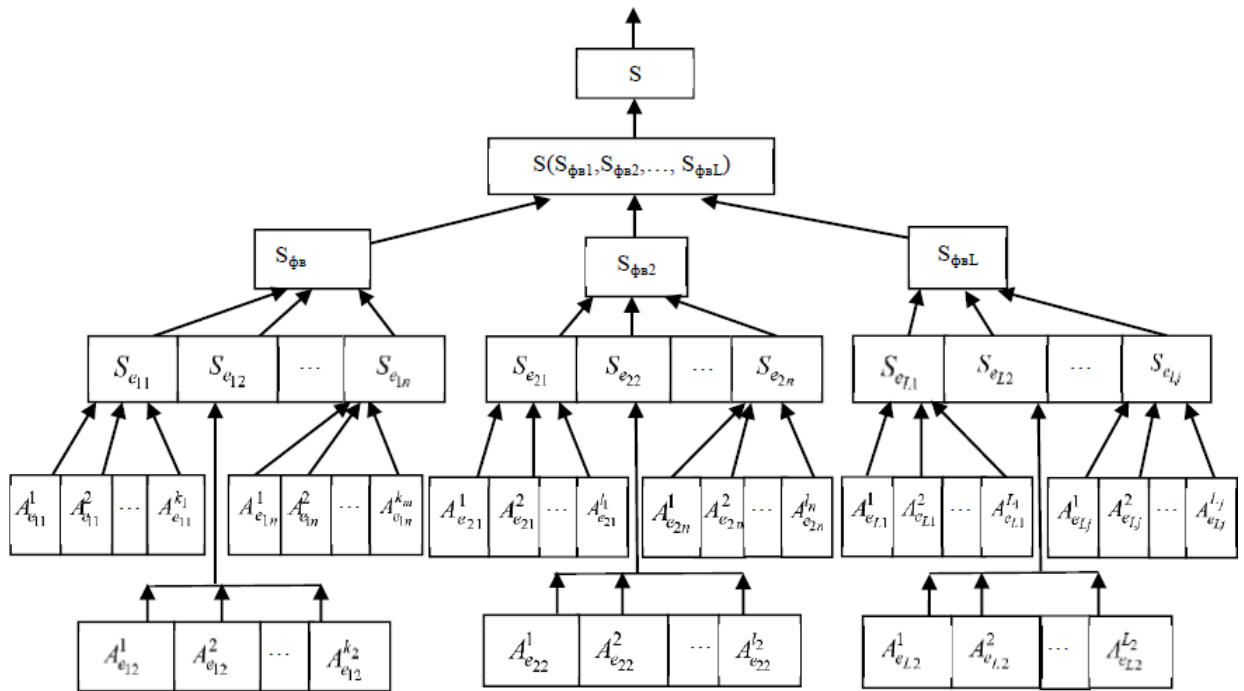


Рисунок 3.5 - Загальна ієрархічна структурна схема моделі визначення показника відновлення ресурсу електрообладнання: A_i – параметри технічного стану після ремонту електрообладнання; S_e – ресурс працездатності після ремонту елементів електрообладнання; $S_{\phi\psi}$ – ресурс працездатності після ремонту функціональних вузлів електрообладнання

Параметри післяремонтного технічного стану елементів електрообладнання A_i в межах допустимого змінювання в діапазоні $A_{\text{ін}} \leq A_i \leq A_{\text{доп}}$ представимо лінгвістичною змінною “Величина параметру ТС електрообладнання” з 5-ма терм-множинами – дуже низьке, низьке, середнє, високе, дуже високе значення параметра ТС відповідно. Графіки змінення функцій належності терм-множинам лінгвістичної змінної A_i представлені на рисунку 3.6

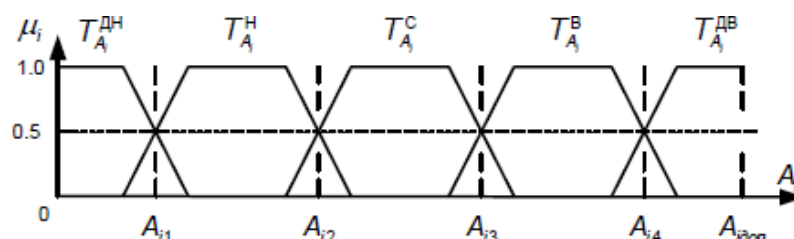


Рисунок 3.6 - Функції належності нечітких термів лінгвістичних змінних

параметрів технічного стану електрообладнання

Математична модель для визначення рівня відновлення ресурсу працездатності об'єкта, що, у відповідності до ієрархічної структурної схеми, ґрунтуються на агрегуванні кількісних даних з усіх рівнів ієрархії, має вигляд:

$$S = \{G, M, B\},$$

де G - деревовидна ієрархія впливу змінення параметрів технічного стану A_i та ресурсів працездатності елементів S_{ei} і функціональних вузлів $S_{фвj}$, що визначаються після ремонту;

B – набір якісних або кількісних оцінок рівня відновлення ресурсу після ремонту елемента або функціонального вузла у відповідній ієрархії;

M – система відношень переваг щодо впливу на загальний ресурс працездатності після ремонту одних параметрів ТС A_i , ресурсів елементів S_{ei} , функціональних вузлів $S_{фвi}$ після ремонту над іншими ($A_j, S_{ej}, S_{фвj}$) відповідно до одного рівня ієрархії:

$$M = \{A_i(\varphi)A_j; S_{ei}(\varphi)S_{ej}; S_{фвi}(\varphi)S_{фвj} \mid \varphi \in (\succ, \approx)\},$$

де $\succ$ – відношення строгої переваги; $\approx$ – відношення байдужості.

Деревовидна ієрархія (структурна схема моделі) являє собою орієнтований граф без циклів, петель, горизонтальних ребер у межах одного рівня ієрархії та містить одну кореневу вершину:

$$G = \langle \{S_{ei}\}, \{S_{фвi}\}, \{V_{ij}\} \rangle,$$

де $\{S_{ei}\}, \{S_{фвi}\}$ - множини вершин факторів, що відповідають величинам ресурсу працездатності після ремонту елементів і функціональних вузлів об'єкта відповідно;

S – коренева вершина, що відповідає в ланчині ресурсу працездатності після ремонту об'єкта;

V_{ij} – множина дуг графа, в якому початок дуги відповідає вершині нижнього рівня ієрархії, а кінцю дуги – вершина рангу, що на одиницю більший.

3.3 Моделювання і оцінка ризику відмови силового трансформатора при збуреннях в зовнішній електричній мережі

Згідно [50] об'єктивно існуюча необхідність використання як кількісної так і якісної вхідної інформації щодо ТС обмоток СТ та рівня збурень в електричній мережі та неможливість визначати ризик відмови СТ при зовнішніх КЗ на основі аналітичних моделей потребує використання підходу, що ґрунтується на застосуванні експертних оцінок, теорії нечітких множин і нечіткої логіки при побудові даних моделей відмов [51-54].

Керуючись загальними принципами побудови нечітких моделей електрообладнання [51, 55] сформуємо основні компоненти нечіткої моделі для оцінки ризику відмови СТ при зовнішніх КЗ.

В якості вхідних лінгвістичних змінних нечіткої моделі у відповідності із загальним підходом [51, 55] використаємо наступні:

ΔZ_K – ступінь деформації обмоток внаслідок дії струмів КЗ СТ:

$$A_1 = \{L_1, M_1, B_1\};$$

I_{KZ} – величина аварійного наскрізного струму КЗ, що проходить через обмотки СТ:

$$A_2 = \{L_2, M_2, B_2\};$$

P_{KZ} – імовірність виникнення струму в обмотках СТ певного рівня при зовнішньому КЗ:

$$A_3 = \{L_3, M_3, B_3\};$$

DP – ступінь полімеризації ізоляції:

$$A_4 = \{L_4, M_4, B_4\};$$

де L_i, M_i, B_i – «низьке», «середнє», «високе» значення параметрів СТ і мережі відповідно.

В якості вихідної лінгвістичної змінної нечіткої моделі прийнято

ризик R_{KZ} відмови СТ при зовнішніх КЗ з термами:

$$A_5 = \{VL_5, L_5, M_5, B_5, VB_5\}.$$

Ієрархічна структурна схема моделі СТ для визначення ризику відмови внаслідок зовнішніх КЗ наведено на рисунку 2.7. Функції належності вхідних і вихідної лінгвістичних змінних наведено на рисунку 2.8.

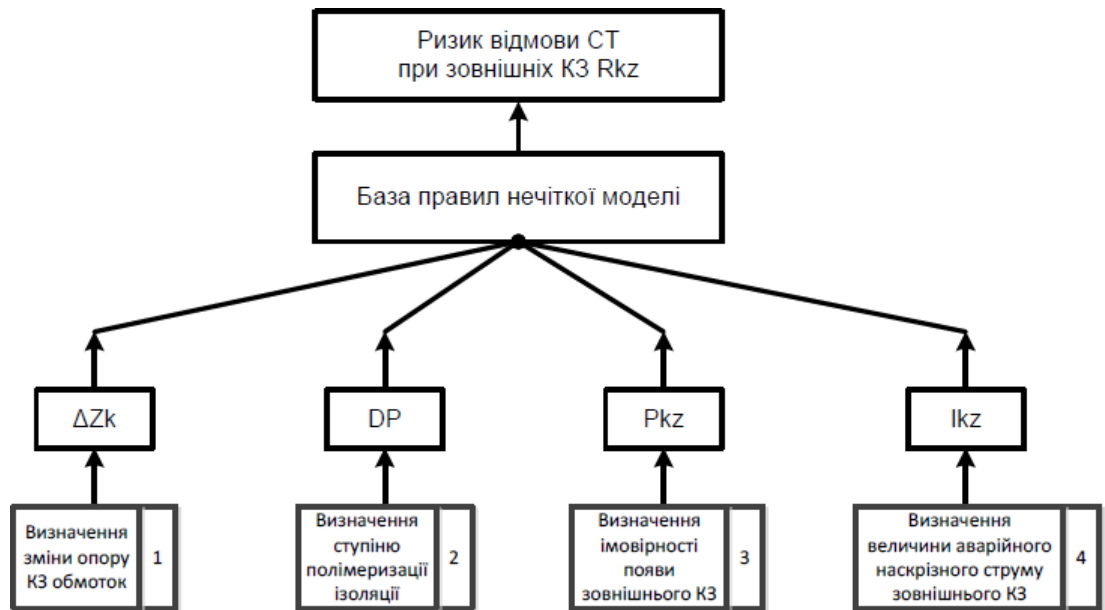


Рисунок 3.7 – Ієрархічна структурна схема нечіткої моделі СТ для визначення ризику відмови СТ внаслідок дії зовнішніх КЗ

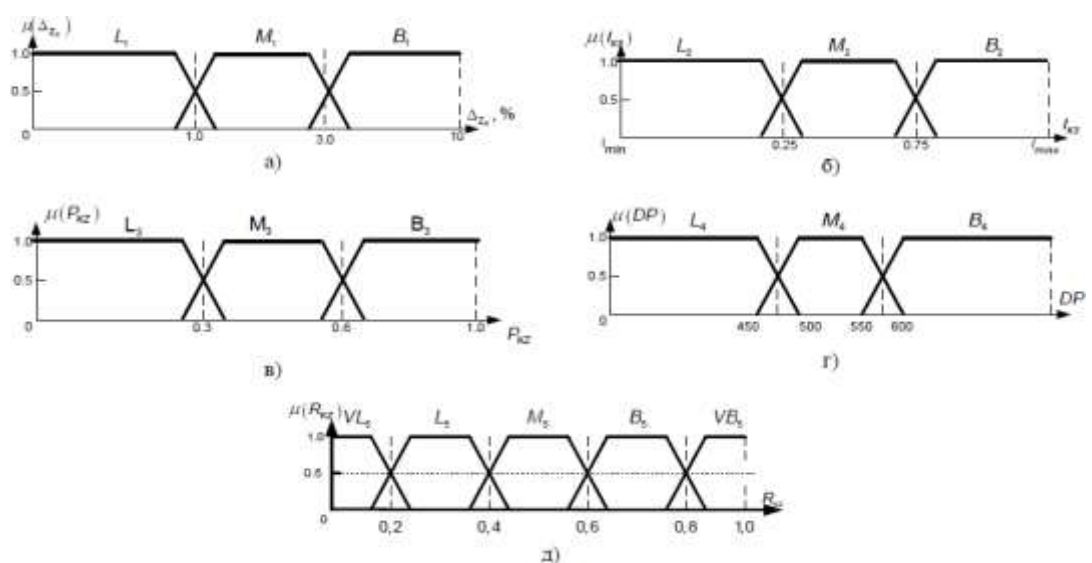


Рисунок 3.8 – Функції належності терм-множин вхідних і вихідної лінгвістичної змінних:

а) – змінення опору КЗ; б) – величина наскрізного струму КЗ; в) – імовірність наскрізного струму в обмотках СТ; г) – ступінь полімеризації ізоляції; д) – ризик відмови СТ при дії струмів зовнішніх КЗ

Найбільш важливими з них в плані отримання розподілу імовірності виникнення КЗ для оцінки ризику відмови СТ, викликаній коротким замиканням в електричній мережі є [56]: стан енергосистеми (топологія зовнішньої мережі, навантаження у вузлах і інш.); вид КЗ (трифазне або однофазне); місце розташування точки короткого замикання; елемент мережі, який зазнає пошкодження; фаза, яка пошкоджується.

Найбільша імовірність виникнення КЗ в електричних мережах високої напруги 110 – 750 кВ спостерігається на ЛЕП [34], і становить $77,3 \div 91,44 \%$ від загальної кількості КЗ в ЕЕС, і в першому наближенні можна припустити, що має рівномірне розташування точки КЗ вздовж довжини повітряної лінії (ПЛ), якщо ПЛ не облаштована захисними тросами по кінцям, і рівень професійної підготовки експлуатаційного персоналу суттєво не різниться [57].

4 ФОРМУВАННЯ СИСТЕМИ МОНІТОРИНГУ ОБ'ЄКТІВ ЕНЕРГЕТИКИ

4.1 Загальні характеристики силових трансформаторів

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

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

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

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

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

Система дистанційного комплексної діагностики складається з: підсистеми безперервного аналізу розчинених газів в трансформаторному маслі; підсистеми безперервного моніторингу стану високовольтних вводів трансформатора; підсистеми моніторингу стану РПН; системи безперервного контролю часткових розрядів. На рисунку 4.1 зображена

структурна схема складових системи моніторингу силового трансформатору.

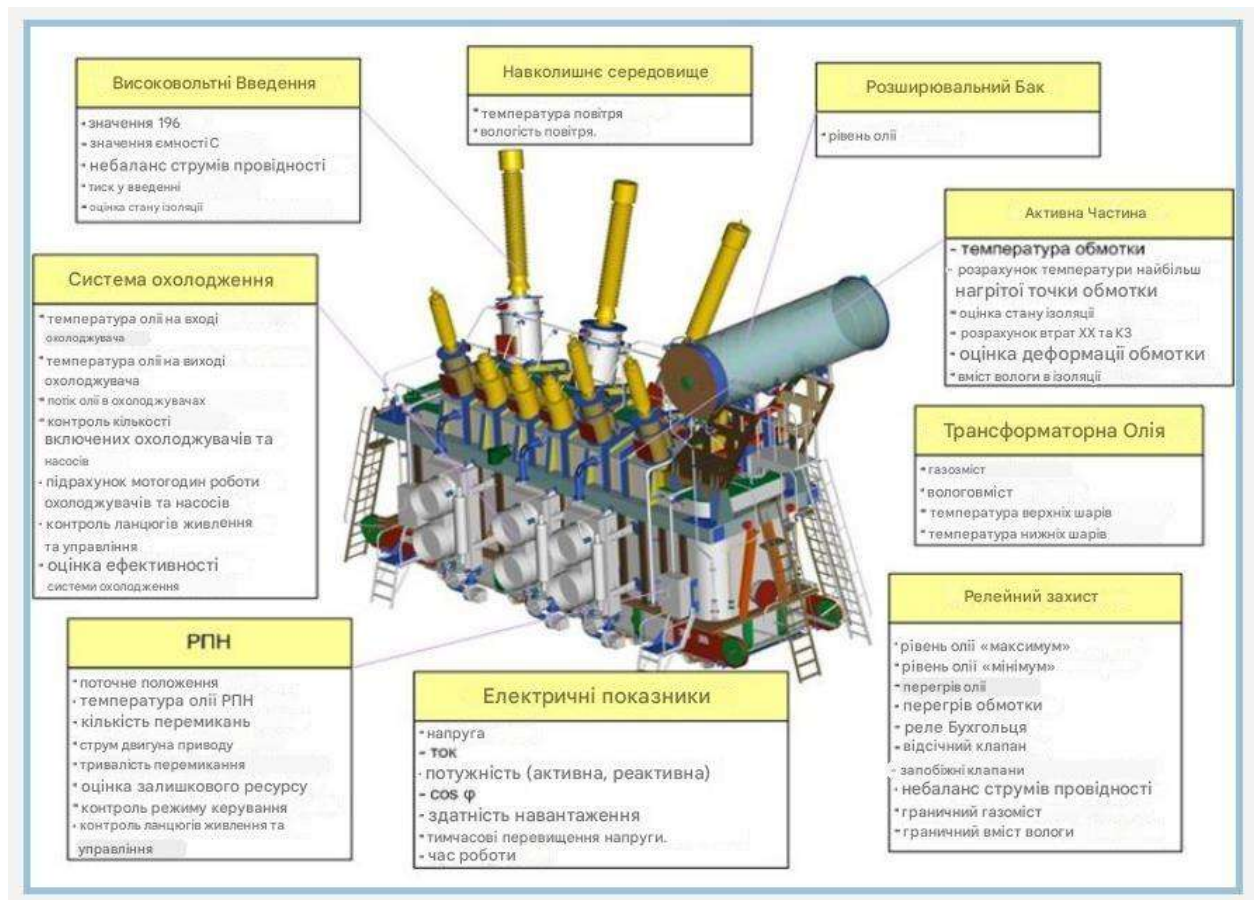


Рисунок 4.1 - Структурна схема складових системи моніторингу силового трансформатору

Технічні засоби реалізації системи моніторингу

На рисунку 3.1 зображено схему на якій представлено основні структурні елементи трансформатора для яких необхідно забезпечити моніторинг. Моніторинг стану кожної з підсистем здійснюється за допомогою відповідних датчиків. Тому для реалізації системи моніторингу необхідним є визначення місця для встановлення датчиків системи. Датчики системи – це вимірювальні прилади, які дозволяють показати поточний рівень того або іншого параметру дослідження. Датчики системи підбираються під кожний трансформатор індивідуально, відповідно до їхніх характеристик. Данні через GPS термінал передають інформацію на комп'ютер.

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

Таблиця 4.1- Основні параметри функціонування трансформатору

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

Таблиця 4.2 - Параметри функціонування трансформатору та їх характеристики

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

Приклад реалізації методики «Методичні вказівки з обліку та аналізу в енергосистемах технічного стану розподільних мереж напругою 0,38-20 кВ з повітряними лініями електропередачі» затвердженої міністерством палива та енергетики України від 03.12.2005 наказом № 60» для електропередавальної організації

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

Результати проведення розрахунків одного з обленерг України наведено в таблиці 4.4.

Таблиця 4.4 - Результати проведення розрахунків обленерго

№ з/п	Назва обладнання та якісна оцінка	Одиниця виміру	Технічний стан на початок 2024 року	Обсяги запланованих робіт на 2024 рік	
1	Трансформаторні підстанції (ТП), розподільні пункти (РП)-6 (10) кВ, усього	шт.	10 089	20	
	у доброму стані		5 276	20	
	підлягає реконструкції		2 013	0	
	підлягає капітальному ремонту		2 538	0	
	підлягає повній заміні		262	0	
2	Силові трансформатори ПС вищою напругою 110 (150) кВ, усього	шт.	149	0	
	у доброму стані		149	0	149
	вимагають заміни з метою зниження ТВЕ		0	0	
	вимагають заміни як такі, що не підлягають ремонту		0	0	
3	Силові трансформатори ПС вищою напругою 35 кВ, усього	шт.	291	0	291
	у доброму стані		291	0	291
	вимагають заміни з метою зниження ТВЕ		0	0	
	вимагають заміни як такі, що не підлягають ремонту		0	0	

4.2 Моделювання оцінки стану трансформатору за допомогою нечіткої логіки

Для реалізації процесу нечіткого моделювання було використано пакет прикладних програм для вирішення задач технічних обчислень MATLAB та його спеціальне розширення Fuzzy Logic Toolbox. За допомогою теорії нечітких множин та нечіткої логіки було сформовано базу правил, яка дозволить зробити висновок про стан трансформатору. На рисунках 3.6-3.9 показано вихідні дані для моделювання. В таблиці 4.5 показано співвідношення концентрації CH_4/H_2 і значення по методу Дорненбурга.

Таблиця 4.5 - співвідношення концентрації CH₄/H₂ і значення по методу Дорненбурга

Співвідношення концентрації газів	CH ₄ /H ₂		
Межі	<0,1	>0,1<1,0	>1,0
Діагностичний висновок	Часткові розряди з малою інтенсивністю	Дугові процеси	Термічні процеси

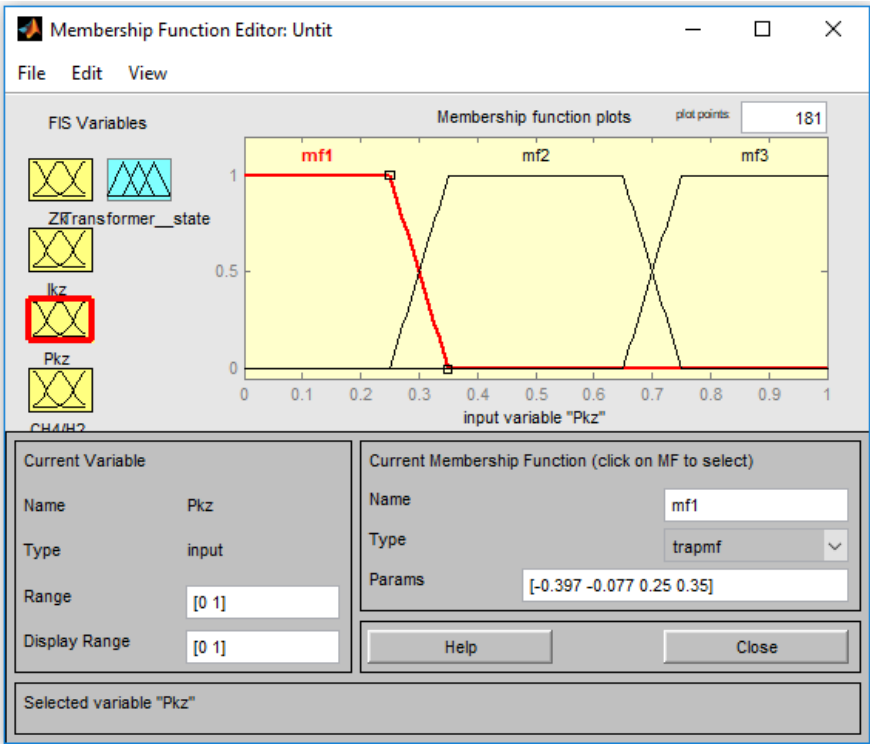
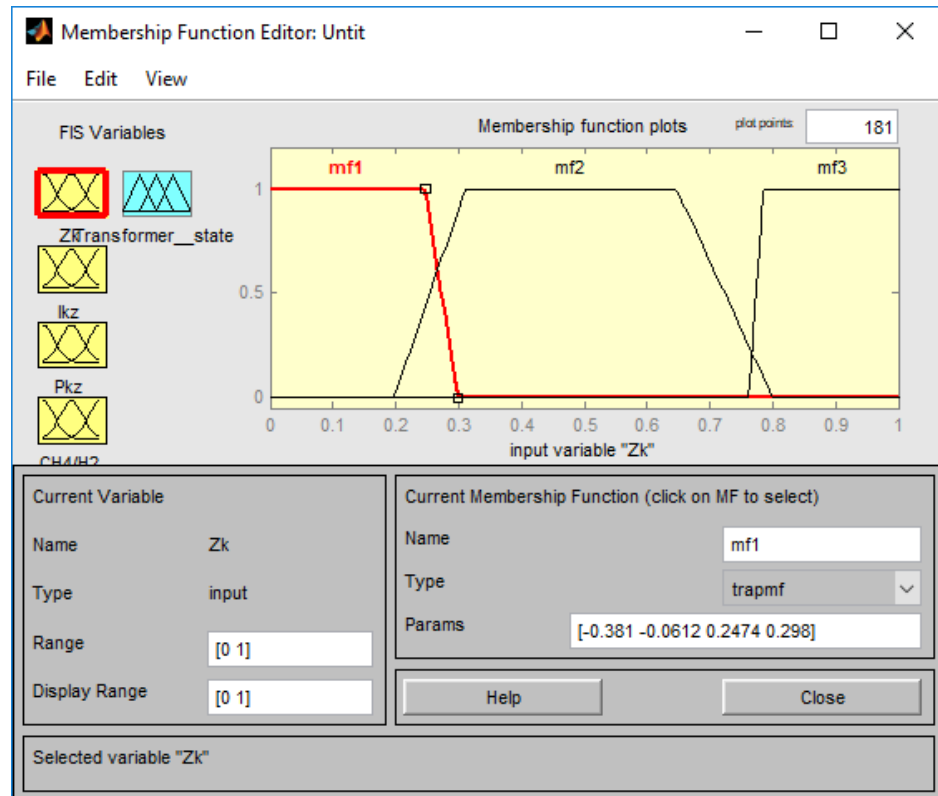
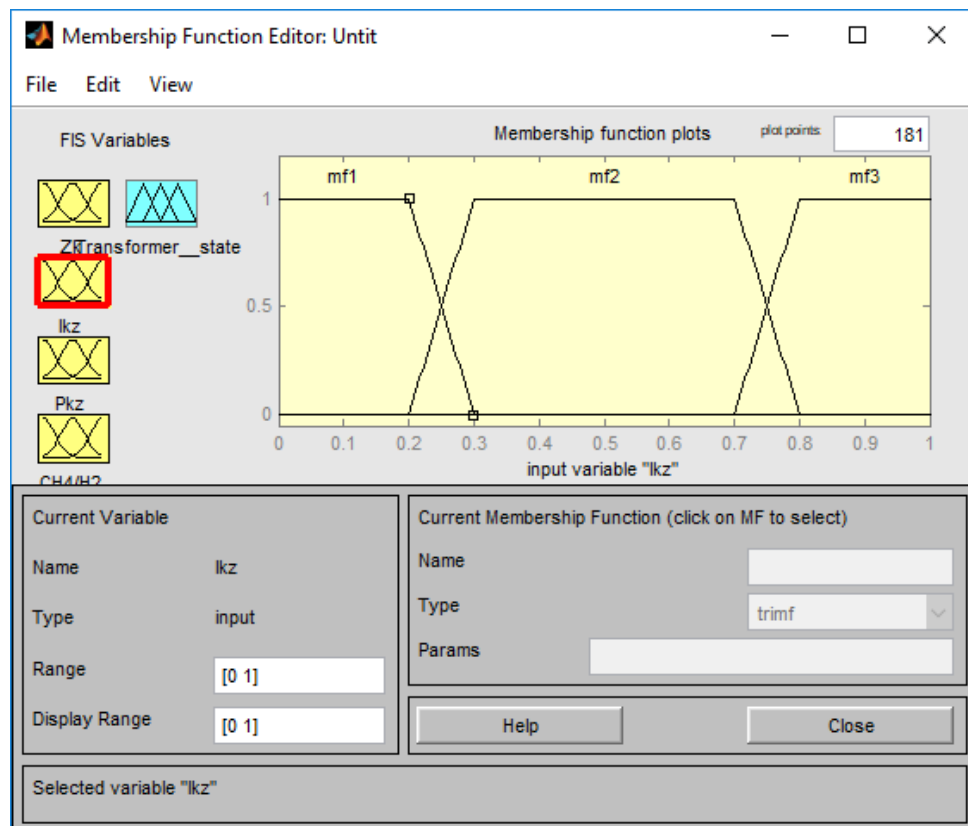


Рисунок 4.6 - Налаштування трапецеїдальної функції P_{K3}

Рисунок 4.7 - Налаштування трапецеїдальної функції Z_{K3} Рисунок 4.8 - Налаштування трапецеїдальної функції I_{K3}

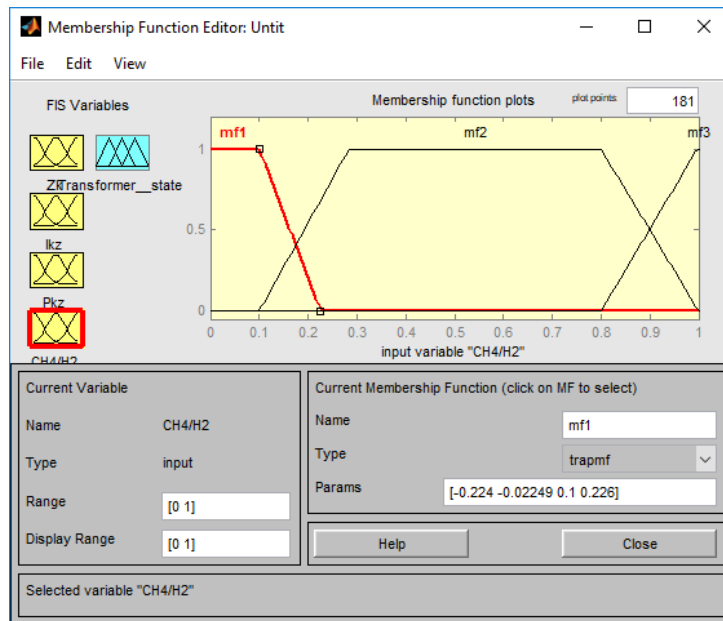


Рисунок 4.9 - Налаштування трапецеїдальної функції CH_4/H_2

Графічне зображення поверхні нечіткого висновку представлено на рисунку 4.10 дозволяє візуалізувати графіки залежності вихідної змінної від окремих вхідних показників.

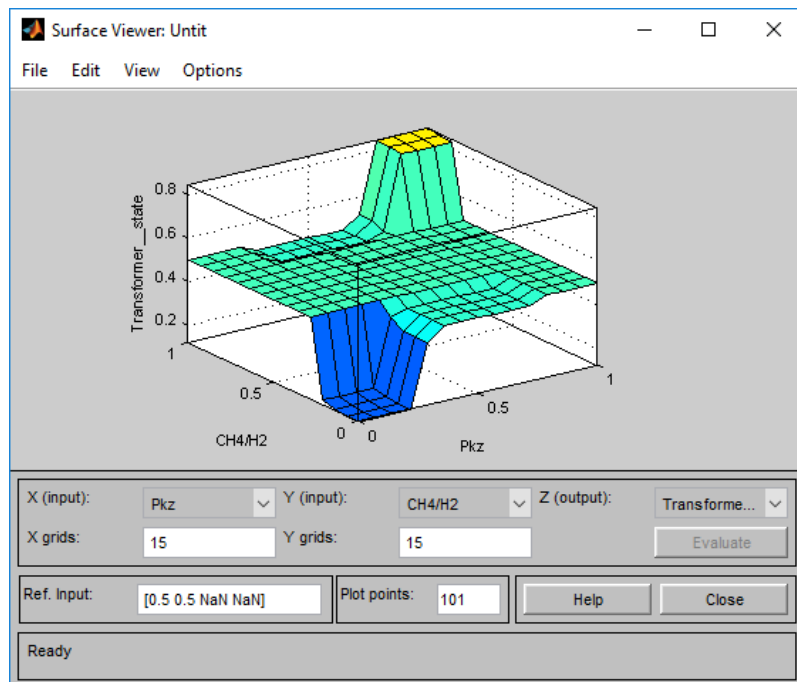


Рисунок 4.10 - Графіки залежності вихідної змінної від окремих вхідних показників

Висновки до розділу 4

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

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

Отже, представлені в розділі методи оцінки технічного стану енергетичних об'єктів електропередавальної організації (рисунк 3.11) можуть бути використані при проведенні відповідних обстежень компанії і направлені на вирішення наступних задач:

- оцінка фактичного стану енерговикористання компанії, виявлення причин виникнення та визначення втрат ПЕР та проведення оцінки технічного стану об'єктів компанії; встановлення можливості подальшого використання або необхідності модернізації та заміни через неефективність використання;
- розробка плану дій, спрямованих на підвищення ефективності використання обладнання компанії, у тому числі зниження втрат ПЕР;
- виявлення та оцінка резервів технічного стану об'єктів, а також економії електроенергії та визначення раціональних розмірів енергоспоживання на окремих об'єктах компанії;

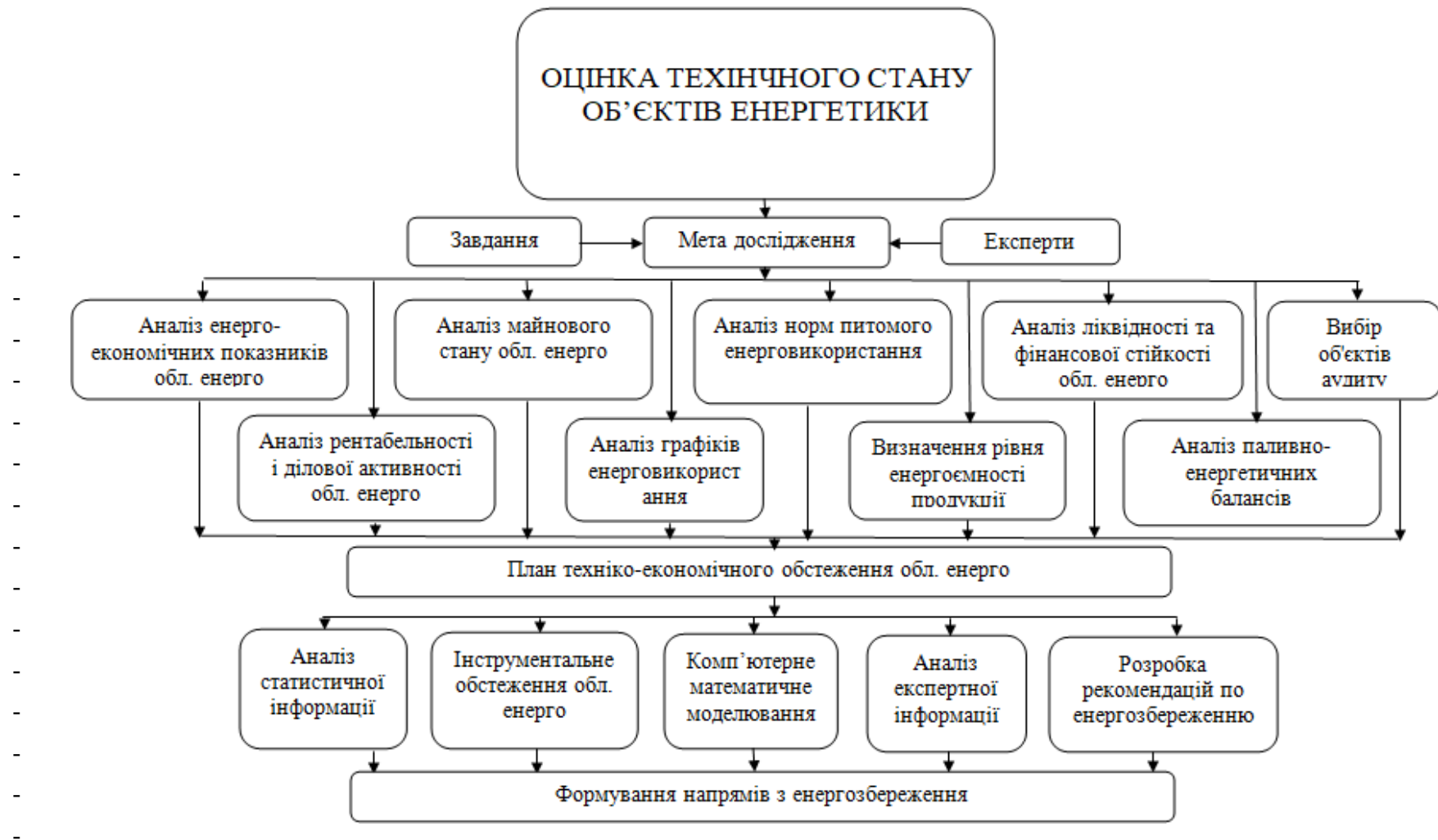


Рисунок 4.11 – Структурно-логічна схема техніко-економічного обстеження обл. енерго

5 ОХОРОНА ПРАЦІ

5.1 Нормативно-правове забезпечення охорони праці

Забезпечення безпеки праці при виконанні робіт, пов'язаних із моніторингом електричних мереж, здійснюється відповідно до чинного законодавства України, а також міжнародних стандартів, які регулюють питання електробезпеки, технічного обслуговування та експлуатації електроустановок. Комплексне нормативно-правове регулювання дозволяє мінімізувати професійні ризики та створити безпечні умови праці.

Основні нормативні документи:

Закон України “Про охорону праці” Цей закон є базовим документом, що регламентує права та обов'язки роботодавця й працівника щодо забезпечення безпечних і нешкідливих умов праці. Зокрема, він визначає, що роботодавець зобов'язаний створити належні умови праці, провести навчання та забезпечити контроль за дотриманням вимог охорони праці.

Закон України “Про електроенергетику” Містить положення щодо технічної експлуатації електроустановок та визначає вимоги до персоналу, який працює з електроенергетичними об'єктами. Особливу увагу приділено безпеці при технічному обслуговуванні систем електропередач.

НПАОП 40.1-1.21-98 “Правила безпечної експлуатації електроустановок споживачів”. Цей нормативний акт регламентує порядок експлуатації електроустановок напругою до і понад 1000 В, включаючи організацію допуску до робіт, використання засобів захисту, інструктажі та інші профілактичні заходи.

НПАОП 0.00-4.33-99 “Типове положення про порядок проведення навчання і перевірки знань з питань охорони праці”. Визначає порядок проведення первинного, повторного, позапланового та цільового інструктажів, а також вимоги до атестації працівників з охорони праці.

ДБН А.3.2-2-2009 “Охорона праці і промислова безпека” Встановлює вимоги до організації охорони праці на етапах проектування,

будівництва, реконструкції та експлуатації об'єктів, зокрема електротехнічних систем.

ДСТУ EN 50110-1:2014 “Експлуатація електроустановок”. Містить технічні вимоги до організації безпечної експлуатації електроустановок, персоналу, кваліфікаційних рівнів, технічного обслуговування та попередження аварійних ситуацій.

ДСТУ 7237:2011 “Системи управління охороною праці. Загальні вимоги”. Визначає основи побудови системи управління охороною праці на підприємстві, включаючи процеси планування, моніторингу, оцінки ризиків та постійного вдосконалення.

Вимоги до організації охорони праці:

Роботодавець зобов'язаний організувати робоче місце відповідно до вимог законодавства, забезпечити працівників засобами індивідуального захисту та провести навчання.

Для працівників, які мають справу з обладнанням під напругою, передбачене обов'язкове проходження спеціалізованих курсів та перевірка знань.

Заборонено допускати до роботи осіб, які не пройшли медичний огляд або інструктаж.

Експлуатація електроустановок дозволяється лише за наявності технічної документації, інструкцій з охорони праці та актів-допусків.

Відповідальність:

Порушення вимог охорони праці тягне за собою адміністративну, дисциплінарну або кримінальну відповідальність відповідно до чинного законодавства України

5.2 Основні вимоги безпеки під час моніторингу електричних мереж

Моніторинг електричних мереж передбачає безперервне спостереження за параметрами напруги, струму, частоти, навантаження,

температури кабельних ліній та інших характеристик, що мають суттєве значення для стабільної роботи енергосистеми. Зважаючи на потенційні ризики, пов'язані з експлуатацією електроустановок, до проведення таких робіт висуваються суворі вимоги з охорони праці та техніки безпеки.

Вимоги до персоналу

До виконання робіт допускаються лише особи, які пройшли навчання, інструктаж та перевірку знань з електробезпеки, мають відповідну групу допуску (не нижче III — для роботи з електрообладнанням до 1000 В).

Персонал повинен знати порядок дій у разі аварії, ураження струмом, пожежі або виявлення несправностей обладнання.

Організація безпечного робочого процесу

Усі роботи з обслуговування або налагодження систем моніторингу повинні проводитися за нарядом-допуском або розпорядженням, відповідно до НПАОП 40.1-1.21-98.

Перед початком роботи обов'язково перевіряється справність обладнання, наявність заземлення, цілісність ізоляції, відсутність напруг

5.3 Засоби індивідуального захисту та організаційні заходи

Ефективне забезпечення охорони праці під час моніторингу електричних мереж неможливе без комплексного підходу, який поєднує застосування засобів індивідуального захисту (ЗІЗ) та організаційних заходів, спрямованих на мінімізацію виробничих ризиків.

Засоби індивідуального захисту (ЗІЗ)

ЗІЗ є основним бар'єром між працівником і потенційно небезпечними факторами, що виникають при роботі з електрообладнанням. Вони повинні відповідати нормативним вимогам щодо матеріалів, сертифікації та технічного стану.

Основні види ЗІЗ, які використовуються при моніторингу електричних мереж:

Діелектричні рукавиці та рукавиці-ізолятори: захищають руки від

ураження електричним струмом. Потрібно регулярно перевіряти їх наявність тріщин, проколів та інших дефектів.

Діелектричні калоші: застосовуються для ізоляції нижніх кінцівок від струмоведучих частин під час роботи на підлозі або землі.

Захисні каски: забезпечують механічний захист голови від падіння предметів та можливих ударів.

Захисні окуляри або щитки: використовуються для захисту очей від іскор, пилу, хімічних речовин або інших небезпечних впливів.

Спеціальний одяг: вогнестійкий, електроізоляційний або зі світловідбиваючими елементами, що підвищує видимість персоналу в темний час доби.

Засоби захисту слуху: застосовуються у випадках, коли робоча зона характеризується підвищеним рівнем шуму.

Респіратори або маски: забезпечують захист дихальних шляхів від пилу або шкідливих парів у разі проведення ремонтних чи інших робіт.

Всі ЗІЗ повинні регулярно проходити технічний огляд і випробування. Працівники мають бути навчені правильному використанню, зберіганню та утилізації захисного обладнання.

Організаційні заходи

Організація безпечного виконання робіт є не менш важливою складовою охорони праці. До основних організаційних заходів належать:

Навчання та інструктажі: обов'язкове проведення первинного, повторного, позапланового та цільового інструктажів з охорони праці. Вони повинні охоплювати правила безпечного виконання робіт, порядок дій у надзвичайних ситуаціях та вимоги до ЗІЗ.

Проведення медичних оглядів: регулярні медичні перевірки працівників для підтвердження їх фізичного і психічного стану, що відповідає вимогам роботи з електрообладнанням.

Впровадження системи допуску: суворий контроль за видачею нарядів-допусків для виконання робіт на електроустановках. Відповідальність за

видачу та контроль виконання нарядів покладається на уповноважених осіб.

Журнали обліку та контролю: ведення документації щодо інструктажів, перевірок обладнання, аварій та нещасних випадків. Це сприяє аналізу причин виникнення небезпек і запобіганню їх у майбутньому.

Планування робіт: розробка детальних планів робіт з урахуванням усіх потенційних ризиків, розподіл відповідальності, визначення необхідних ресурсів та засобів безпеки.

Контроль технічного стану обладнання: регулярні огляди, технічне обслуговування та випробування систем моніторингу, ізоляції, заземлення, а також аварійного відключення.

Проведення тренінгів з дій у надзвичайних ситуаціях: відпрацювання дій персоналу при ураженні електричним струмом, пожежі, аварії в мережі або виході з ладу обладнання.

Забезпечення належного мікроклімату на робочих місцях: контроль температури, вологості, освітленості, рівня шуму, що сприяє збереженню працездатності та зниженню стресових факторів.

3.3. Взаємодія персоналу та відповідальність

Ефективна організація охорони праці передбачає чіткий розподіл обов'язків між керівниками, відповідальними за електробезпеку, та виконавцями робіт. Кожен працівник повинен чітко розуміти свої обов'язки, бути відповідальним за дотримання норм безпеки і повідомляти про будь-які порушення або потенційні загрози.

5.4 Висновки щодо безпечної організації праці

Безпека праці при моніторингу електричних мереж є невід'ємною складовою успішної експлуатації енергетичних систем. Для ефективного запобігання аварійним ситуаціям необхідно комплексно підходити до організації робочого процесу, поєднуючи суворе дотримання нормативних вимог, використання засобів індивідуального захисту та впровадження систематичних організаційних заходів.

Основними чинниками, що забезпечують безпеку праці, є:

Постійне навчання і підвищення кваліфікації персоналу, що виконує моніторинг електричних мереж, з особливою увагою до електробезпеки та дій у надзвичайних ситуаціях.

Забезпечення працівників сертифікованими засобами індивідуального захисту, своєчасний контроль їх технічного стану і правильне використання.

Ретельне планування і контроль робочих процесів, включаючи видачу нарядів-допусків, ведення відповідної документації та аналіз причин можливих інцидентів.

Систематичний медичний контроль стану працівників, що забезпечує їх фізичну і психологічну готовність до роботи з електроустановками.

Забезпечення технічної справності обладнання, своєчасне проведення технічного обслуговування та модернізації систем моніторингу.

Створення умов для ефективної комунікації між усіма учасниками виробничого процесу, що сприяє своєчасному виявленню і усуненню потенційних небезпек.

Дотримання зазначених принципів є запорукою зниження ризику травматизму, збереження здоров'я працівників та безперебійної роботи електричних мереж, що, в свою чергу, підвищує надійність енергопостачання і стабільність роботи підприємств.

ВИСНОВКИ

За результатами проведеного дослідження можна зробити такі узагальнюючі висновки:

В умовах високого рівня зношеності електроенергетичного обладнання, що використовується для виробництва, передачі та розподілу електричної енергії, важливим є формування належної системи моніторингу, оцінки та прийняття відповідних рішень.

Система моніторингу повинна охоплювати встановлення відповідних критеріїв: цільовий блок, технологічний блок та результативний блок. При цьому така система може бути сформована окремо для кожного енергетичного об'єкту електропередавальної організації і повинна розглядатися в комплексі.

Існуючі методики оцінки технічного стану дозволяють з певним рівнем точності визначити технічний стан об'єкта, водночас, в умовах старіння обладнання, несвоєчасного проведення ремонтних робіт на об'єкті важливим є врахування ймовірності виникнення окремих факторів. При цьому, врахування може бути здійснене при врахуванні алгоритмів нечіткої логіки.

Результати моніторингу, а також відповідного моделювання технічного стану об'єктів енергетики в комплексі можуть бути використані при здійсненні обстеження електропередавальної організації з метою підвищення ефективності її роботи.

СПИСОК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ

1. Закон України «Про ринок електричної енергії»: № 2019 – VIII від 13.04.2017 р. [Електронний ресурс]. – Режим доступу: <http://zakon0.rada.gov.ua/laws/show/2019-19>
3. Режим роботи ГЕС і ГАЕС в об'єднаних енергосистемах [Електронний ресурс]. – Режим доступу: <http://energetika.in.ua/ru/books/60-entsiklopediya/rozvitok-teploenergetiki-ta-gidroenergetiki/chastina-2-gidroenergetika/rozdil-2-gidroenergetichni-resursi-jikh-vikoristannya-printsipovi-skhemi-parametri-rezhimi-roboti-ges-i-gaes/170-2-8-rezhim-roboti-ges-i-gaes-v-ob-ednanikh-energosisistemakh>
4. Звіт про результати діяльності у 2016 році [Електронний ресурс]: Затверджено постановою НКРЕКП від 30.03.2017 № 460. – Режим доступу: http://www.nerc.gov.ua/data/filearch/Catalog3/Richnyi_zvit_NKREKP_2016.pdf.
5. Мережі Укренерго [Електронний ресурс]. – Режим доступу: <https://ua.energy/about/merezhi-ukrenergo/>
6. План розвитку розподільних електричних мереж на 2016-2020 роки [Електронний ресурс]: Затверджено наказом Міністерства енергетики та вугільної промисловості України від 29.09.2014 №680. – Режим доступу: http://mpe.kmu.gov.ua/minugol/control/uk/publish/article?art_id=245064086&cat_id=245064078
7. Ахромкін А.О. Сучасні характеристики електричних мереж України: регіональний аспект // А.О. Ахромкін / Вісник Східноукраїнського національного університету імені Володимира Даля. – № 6 (223). – 2015.
8. Циганенко Б. В. Ефективність роботи розподільних електричних мереж при підвищенні їх класу напруги : 05.14.02 / Циганенко Борис Володимирович – Київ, 2017. – 271 с.
9. Интеллектуальные электроэнергетические системы: элементы и режимы: Под общ. Ред. Акад. НАН Украины А.В. Кириленко / Институт

електродинамики НАН України. – К.: Ін-т електродинамики НАН України, 2014. – 408 с.

10. Воропай, Н.И. Предпосылки и перспективы развития распределенной генерации в электроэнергетических системах // Энергетика: управление, качество и эффективность использования энергоресурсов. Сб. докл. Всерос. н.-т. конф. Благовещенск, октябрь 5-7, 2005.

11. Праховник А.В. Малая энергетика: распределенная генерация в системах электроснабжения [Текст]/ А.В. Праховник – К.:Освіта України, 2007. – 464.

12. The Modern Grid Initiative Version 2.0., Conducted by the National Energy Technology Reliability, January 2007. [Electronic resource] – Mode of access: <http://www.net1.doe.gov/smartgrid/>

13. Інтелектуальні електричні мережі: елементи та режими [Текст] / Базюк Т.М., Блінов І.В., Буткевич О.Ф., Гончаренко І.С., Денисюк С.П. та ін.; За заг. ред. акад. НАН України О.В. Кириленка / Інститут електродинаміки НАН України. – К.: Ін-т електродинаміки НАН України, 2016. – 400 с.

14. Стогній Б.С., Кириленко О.В., Праховник А.В., Денисюк С.П. Еволюція інтелектуальних електричних мереж та їхні перспективи в Україні // Техн. електродинаміка. – 2012. – № 5. – С. 52–67.

15. EPRI's IntelliGridSM initiative. [Electronic resource] – Mode of access: <http://intelligrid.epri.com>

16. Стогній Б.С., Кириленко О.В., Денисюк С.П. Інтелектуальні електричні мережі електроенергетичних систем та їхнє технологічне забезпечення // Технічна електродинаміка .- 2010. - №6 . – С.44-50.

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

18. Річний огляд діяльності Держенергонагляду за 2016 рік [Електронний ресурс]. – Режим доступу:

<http://mpe.kmu.gov.ua/minugol/doccatalog/document?id=245196539>

19. Річний огляд діяльності Держенергонагляду за 2016 рік [Електронний ресурс]. – Режим доступу: <http://mpe.kmu.gov.ua/minugol/doccatalog/document?id=245196539>

20. НКРЕКП: Ключові проблеми електроенергетики [Електронний ресурс]. – Режим доступу: <https://vse.energy/news/pek-news/electro/485-nerc-zvit>

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

22. Модель моніторингу якості навчального процесу у вищому навчальному закладі / В. О. Зінченко // Освіта та педагогічна наука. – 2013. – № 3. – С. 16-26.

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

24. Звіт про результати діяльності у 2017 році [Електронний ресурс]: Затверджено постановою НКРЕКП від 23.03.2018 № 360. – Режим доступу: http://www.nerc.gov.ua/data/filearch/Catalog3/Richnyi_zvit_NKREK_P_2017.pdf

25. Циганенко Б. В. Ефективність роботи розподільних електричних мереж при підвищенні їх класу напруги : 05.14.02 / Циганенко Борис Володимирович – Київ, 2017. – 271 с.

26. Методичні вказівки з обліку та аналізу в енергосистемах технічного стану розподільчих мереж напругою 0,38-20 кВ за повітряними лініями електропередачі" (СОУ-Н МПЕ 40.1.20.576:2005) [Електронний ресурс]: Затверджено наказом Міністерства палива та енергетики України від 03.02.2005 р. №60 <http://mpe.kmu.gov.ua/minugol/doccatalog/document?id=245088027>

27. Бардик Є. І. Підвищення надійності функціонування

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

28. Ситников В.Ф., Скопинцев В.А. Вероятностно-статистический подход к оценке ресурсов электросетевого оборудования в процессе эксплуатации

// Электричество. – 2007. – № 11. – С. 9–15.

29. Папков Б.В. Надежность электроснабжения. – Н.Новгород: НГТУ, 2007. – 210 с.

30. Хэнли Э.Дж., Кумато Х. Надежность технических систем и оценка риска. – М.: Машиностроение, 1984. – 528 с.

31. Эндрени Дж. Моделирование при расчетах надежности в электроэнергетических системах. – М.: Энергоатомиздат, 1983. – 336 с.

32. Ковалев Г.Ф., Лебедева Л.М. Области использования и применимости критерия N-i при формировании структуры и выбора параметров элементов ЭЭС. – Иркутск: ЖЭМ СОРАН. – 1999. – 68 с.

33. Костерев М.В., Бардик Є.І., Литвинов В.В. Нечітко-статистичний підхід до оцінювання експлуатаційної та режимної надійності об'єктів підсистем електроенергетичної системи // Наук. пр. Донецького нац.техн. ун-ту. Сер.: Електротехніка і енергетика. – 2013. – № 1(14). – С. 122–128

34. Костерев М.В., Бардик Є.І. Питання побудови нечітких моделей оцінки технічного стану об'єктів електричних систем. – К.: НТУУ КПІ, 2011. – 148 с.

35. Абдурахманов А.М., Мисриханов М.Ш., Шунтов А.В. Влияние продолжительности эксплуатации на отказы выключателей в высоковольтных электрических сетях // Электрические станции. – 2007. – № 7. – С.59–63.

36. Бардик Є.І. Оцінка ризику відмови високовольтних вимикачів з урахуванням рівня відновлення ресурсу після ремонту //36. наук. пр.

Донецького нац. техн. ун-ту. – № 2. – С. 19–26.

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

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

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

40. Бардик Є.І., Спотар О.С. Ідентифікація параметрів функцій розподілу імовірності відмов електрообладнання для оцінки експлуатаційного ризику електроенергетичних систем (ЕЕС) // Мат. XIII Міжнар. наук.практ. конф. «Відновлювана енергетика XXI століття». – АР Крим, смт. Миколаївка, 2012. – С. 102–105.

41. Вентцель Е.С. Исследование операций. – М.: Советское радио, 1972. – 552 с.

42. Горохов Є.В., Казакевич М.І., Трубін С.В. Вітрові та ожеледеві впливи на повітряні лінії електропередачі.– Донецьк, 2005. – 176 с.

43. Львов М.Ю. Анализ повреждаемости силовых трансформаторов // Электричество. – 2010. – № 2. – С. 27–31.

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

45. Штовба С.Д. Проектирование нечетких систем средствами MATLAB. – М.: Горячая линия – Телеком, 2007. – 176 с.

46. Бардик Є. І. Моделювання та оцінка ризику відмов

електрообладнання електроенергетичних систем з урахуванням рівня відновлення ресурсу після ремонту / Є. І. Бардик // Науковий вісник Національного гірничого університету. – 2014. – № 3. – С. 82–90.

47. Родькин Д.И. К определению послеремонтной работоспособности асинхронных двигателей / Д.И. Родькин, А.П. Черный // Вісник кременчуцького державного політехнічного університету. – Кременчук:КДПУ, 2001. – Вип.2(11). – С. 40–47.

48. Ротштейн А.П. Интеллектуальные технологии идентификации: нечеткая логика, генетические алгоритмы, нейронные сети / Ротштейн А.П. – Винница:УНІВЕРСУМ-Вінниця, 1999. – 320 с.

49. Бардик Є. І. Моделювання і оцінка ризику відмови силового трансформатора при збуреннях в зовнішній електричній мережі / Є. І. Бардик, М.П. Болотний // Вісник Кременчуцького національного університету імені Михайла Остроградського. – 2015. – Вип. 5. – С. 56-63.

50. Костерев М.В., Бардик Є.І. Питання побудови нечітких моделей оцінки технічного стану об'єктів електричних систем. – К.: НТУУ «КПІ», 2011. – 148 с

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

52. Хренников А.Ю. Некоторые вопросы электродинамических испытаний мощных силовых трансформаторов на стойкость токам КЗ // Электричество: Теорет. и науч.-практ. журн. – 2007. – № 12. – С. 15–18.

ДОДАТОК А

ПРОТОКОЛ ПЕРЕВІРКИ НАВЧАЛЬНОЇ (КВАЛІФІКАЦІЙНОЇ) РОБОТИ

Назва роботи: «Моніторинг мереж для запобіганням аварій»

Тип роботи: Бакалаврська кваліфікаційна робота

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

Підрозділ: Кафедра електричних станцій та систем

(кафедра, факультет (інститут), навчальна група)

Керівник: к.т.н., доцент кафедри ЕСС Лесько В. О.

(прізвище, ініціали, посада)

Показники звіту подібності

StrikePlagiarism	
Оригінальність	75,12
Загальна схожість	24,88

Аналіз звіту подібності (відмітити потрібне)

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

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

Автор

(підпис)

Гуменна Л.М.

(прізвище, ініціали)

Опис прийнятого рішення

Робота допущена до захисту

Особа, відповідальна за перевірку

(підпис)

Вишневський С.Я

(прізвище, ініціали)

Експерт

(за потреби)

(підпис)

(прізвище, ініціали, посада)

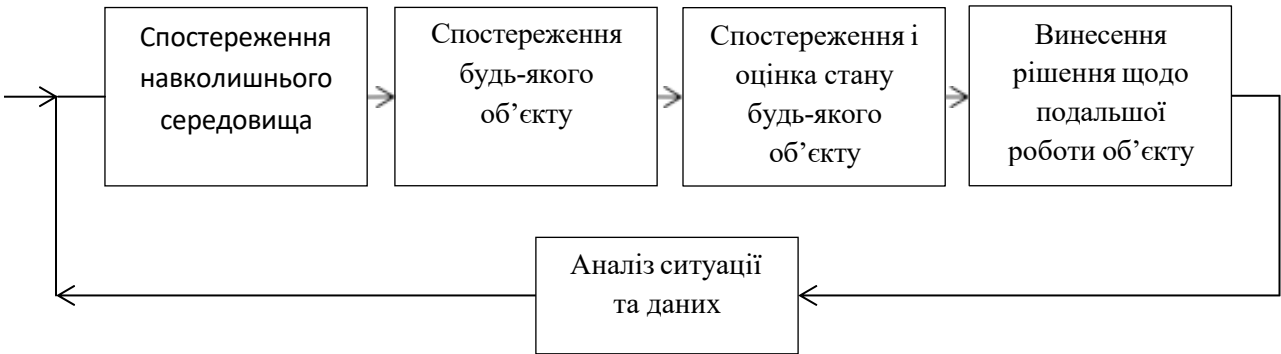
Додаток Б
Ілюстративна частина



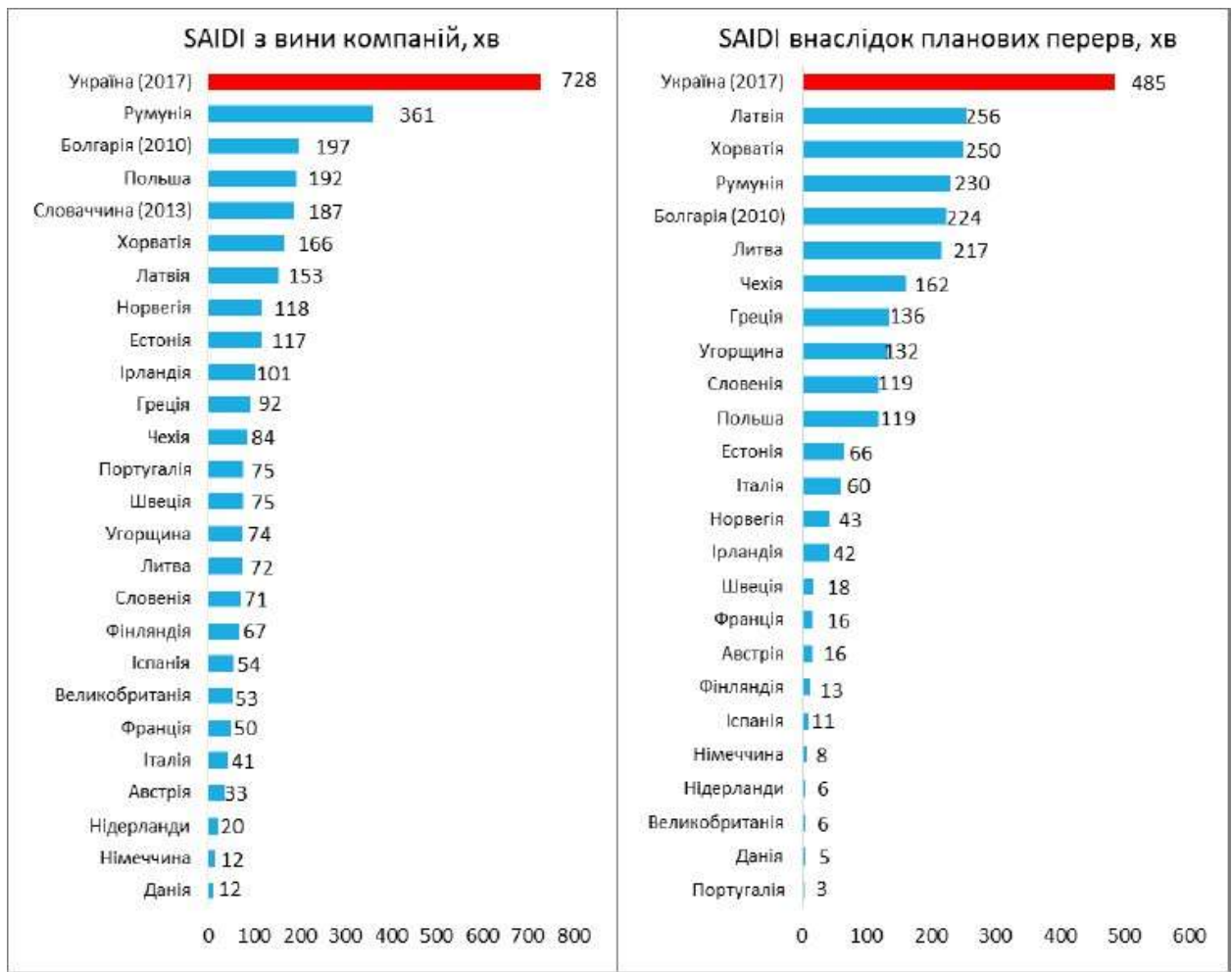
Модель моніторингу об'єктів енергетики



Цикл моніторингу об'єктів енергетики мереж.



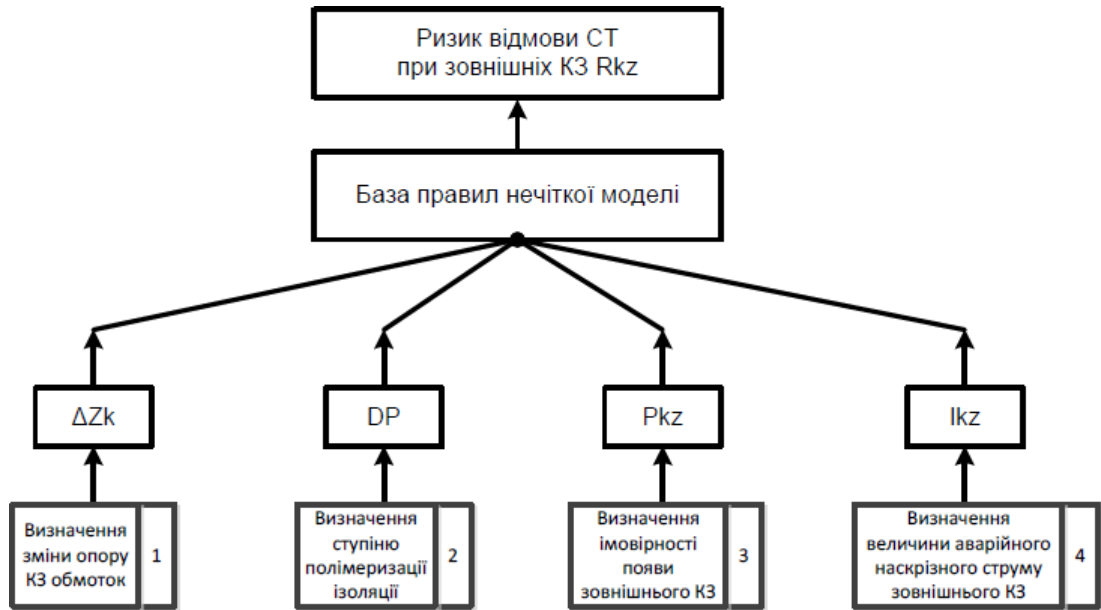
Модель моніторингу розподільних електричних мереж.



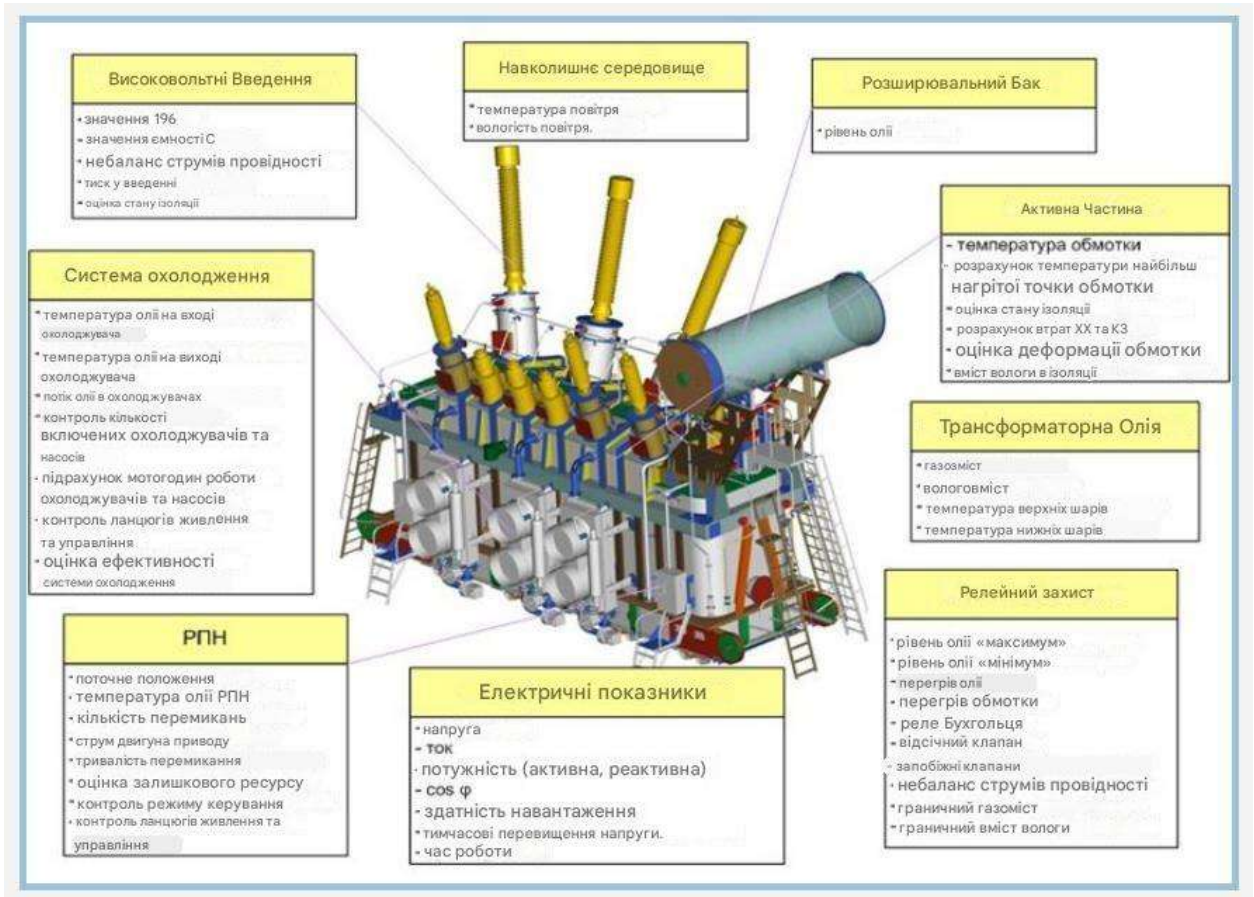
Показники SAIDI країн Європи та України

Комплексна якісна оцінка технічного стану

Значення коефіцієнта дефектності КДВ, %	Комплексна якісна оцінка технічного стану ПЛ 6 - 20 кВ і її індекс			Ваговий коефіцієнт оцінки
0	Добрий	ТО	1	0
Менше 25	Задовільний	КР	2	0,1
Від 25 до 50	Незадовільний	Реконструкція	3	0,3
50 і вище	Непридатний	Заміна	4	0,6



Ієрархічна структурна схема нечіткої моделі СТ для визначення ризику відмови СТ внаслідок дії зовнішніх КЗ



Структурна схема складових системи моніторингу силового трансформатора

