

МІНІСТЕРСТВО ОСВІТИ І НАУКИ УКРАЇНИ
ЛЬВІВСЬКИЙ НАЦІОНАЛЬНИЙ УНІВЕРСИТЕТ ВЕТЕРИНАРНОЇ
МЕДИЦИНИ ТА БІОТЕХНОЛОГІЙ ІМЕНІ С. З. ГЖИЦЬКОГО
ФАКУЛЬТЕТ МЕХАНІКИ, ЕНЕРГЕТИКИ ТА ІНФОРМАЦІЙНИХ
ТЕХНОЛОГІЙ
КАФЕДРА ЕНЕРГЕТИКИ

К В А Л І Ф І К А Ц І Й Н А Р О Б О Т А

першого (бакалаврського) рівня освіти

на тему:

«ОБҐРУНТУВАННЯ ТА АНАЛІЗ РОБОТИ СИСТЕМИ РЕЛЕЙНОГО
ЗАХИСТУ, ТЕЛЕМЕХАНІКИ ТА АВТОМАТИКИ ТРАНСФОРМАТОРНОЇ
ПІДСТАНЦІЇ 110/10 кВ»

Виконав: студент 4-го курсу

групи Ен-41 із спеціальності

141 „Електроенергетика, електротехніка та
електромеханіка”

(шифр і назва спеціальності)

Зазуля М. М.

Керівник: _____ к.т.н., доцент Коробка С. В.

Рецензент: _____

ДУБЛЯНИ 2025

МІНІСТЕРСТВО ОСВІТИ І НАУКИ УКРАЇНИ
ЛЬВІВСЬКИЙ НАЦІОНАЛЬНИЙ УНІВЕРСИТЕТ ВЕТЕРИНАРНОЇ
МЕДИЦИНИ ТА БІОТЕХНОЛОГІЙ ІМЕНІ С. З. ГЖИЦЬКОГО
ФАКУЛЬТЕТ МЕХАНІКИ, ЕНЕРГЕТИКИ ТА ІНФОРМАЦІЙНИХ
ТЕХНОЛОГІЙ
КАФЕДРА ЕНЕРГЕТИКИ

ЗАТВЕРДЖУЮ
Завідувач кафедри

(підпис)

к.т.н., доцент Сиротюк С. В.
(вч. звання, прізвище, ініціали)

" ____ " _____ 2025 р.

**З А В Д А Н Н Я
НА КВАЛІФІКАЦІЙНУ РОБОТУ**

Зазулі Максиму Михайловичу
(прізвище, ім'я, по батькові)

1. Тема роботи: "Обґрунтування та аналіз роботи системи релейного захисту, телемеханіки та автоматики трансформаторної підстанції 110/10 кВ"

керівник роботи: к.т.н., доцент Коробка С. В.
(наук.ступінь, вч. звання, прізвище, ініціали)

затверджені наказом Львівський національний університет ветеринарної медицини та біотехнологій ім. С. З. Гжицького 123 к-с від 25.02.2025 р.

2. Строк здачі студентом закінченої роботи 17.06.2025 р.

3. Вихідні дані технічна документація, науково-технічна і довідкова література

4. Зміст розрахунково-пояснювальної записки (перелік питань, які потрібно розробити)

Вступ

4.1. Аналіз роботи системи релейного захисту, телемеханіки та автоматики трансформаторної підстанції 110/10 кВ

4.2. Розрахунок параметрів системи релейного захисту, телемеханіки та автоматики трансформаторної підстанції 110/10 кВ

4.3 Розробка системи релейного захисту, телемеханіки та автоматики трансформаторної підстанції 110/10 кВ

4.4. Охорона праці та довкілля

4.5. Техніко-економічне обґрунтування ефективності використання системи релейного захисту, телемеханіки та автоматики трансформаторної підстанції 110/10 кВ

Висновки і пропозиції

Перелік джерел посилання

5. Перелік графічного матеріалу (з точним зазначенням обов'язкових креслень):
Графічний матеріал подається у вигляді презентації

6. Консультанти розділів:

Розділ	Прізвище, ініціали та посада консультанта	Підпис, дата		Відмітка про виконання
		завдання видав	завдання прийняв	
4	Городецький І. М. к.т.н., доцент			

7. Дата видачі завдання: 27.01.2025 р.

КАЛЕНДАРНИЙ ПЛАН

Пор. №	Назва етапів кваліфікаційної роботи	Строк виконання етапів роботи	Примітка
1	Аналіз роботи системи релейного захисту, телемеханіки та автоматики трансформаторної підстанції 110/10 кВ	4.09.2024 – 22.01.2025	
2	Розрахунок параметрів системи релейного захисту, телемеханіки та автоматики трансформаторної підстанції 110/10 кВ	23.01.2025 – 29.01.2025	
3	Розробка системи релейного захисту, телемеханіки та автоматики трансформаторної підстанції 110/10 кВ	03.02.2025 – 13.02.2025	
4	Охорона праці та довкілля	17.02.2025 – 24.02.2025	
5	Техніко-економічне обґрунтування ефективності використання системи релейного захисту, телемеханіки та автоматики трансформаторної підстанції 110/10 кВ	26.02.2025 – 14.03.2025	
6	Завершення оформлення ілюстративної частини роботи	20.03.25 – 15.04.25	
7	Завершення роботи в цілому	01.05.25 – 30.05.25	

Студент _____ Зазуля М. М.
(підпис) (прізвище та ініціали)

Керівник роботи _____ Коробка С. В.
(підпис) (прізвище та ініціали)

УДК 631.3.45.9

Зазуля М. М. «Обґрунтування та аналіз роботи системи релейного захисту, телемеханіки та автоматики трансформаторної підстанції 110/10 кВ». Кваліфікаційна робота. Дубляни: Львівський національний університет ветеринарної медицини та біотехнологій ім. С. З. Гжицького, 2025 р. 64 с. текстової частини, 12 таблиць, 19 рисунків, 12 джерел посилання.

***Метою** кваліфікаційної роботи є покращення функціонування систем релейного захисту, телемеханіки та автоматики трансформаторної підстанції 110/10 кВ.*

Для досягнення цієї мети було визначено наступні завдання: здійснити аналіз роботи системи релейного захисту, телемеханіки та автоматики трансформаторної підстанції 110/10 кВ; розробити оптимальну методику та системи управління для системи релейного захисту, телемеханіки та автоматики трансформаторної підстанції 110/10 кВ; здійснити дослідження ефективності роботи системи релейного захисту, телемеханіки та автоматики трансформаторної підстанції 110/10 кВ; проаналізувати техніко-економічне обґрунтування ефективності використання системи релейного захисту, телемеханіки та автоматики трансформаторної підстанції 110/10 кВ.

В роботі проведено аналіз режимів роботи системи релейного захисту, телемеханіки та автоматики трансформаторної підстанції 110/10 кВ, а також розроблено методику та системи управління для релейного захисту, телемеханіки та автоматики трансформаторної підстанції 110/10 кВ. Окрім, цього виконано дослідження ефективності роботи системи релейного захисту, телемеханіки та автоматики трансформаторної підстанції 110/10. Проаналізовано техніко-економічне обґрунтування ефективності використання системи релейного захисту, телемеханіки та автоматики трансформаторної підстанції 110/10 кВ.

Ключові слова: релейний захист, силовий трансформатор, підстанція, короткі замикання, автоматика, максимальний струмовий захист, вимикач, розподільчий пристрій, струмова відсічка.

ЗМІСТ

ВСТУП.....	7
РОЗДІЛ 1. АНАЛІЗ РОБОТИ СИСТЕМИ РЕЛЕЙНОГО ЗАХИСТУ, ТЕЛЕМЕХАНІКИ ТА АВТОМАТИКИ ТРАНСФОРМАТОРНОЇ ПІДСТАНЦІЇ 110/10 кВ.....	8
1.1 Аналіз функціонування систем релейного захисту, телемеханіки та автоматики на трансформаторній підстанції 110/10 кВ.....	8
1.2 Концептуальна модель цифрової підстанції для комплексної натурної діагностики на трансформаторній підстанції 110/10 кВ....	9
1.3 Обґрунтування теми та мети роботи.....	18
РОЗДІЛ 2. РОЗРАХУНОК ПАРАМЕТРІВ СИСТЕМИ РЕЛЕЙНОГО ЗАХИСТУ, ТЕЛЕМЕХАНІКИ ТА АВТОМАТИКИ ТРАНСФОРМАТОРНОЇ ПІДСТАНЦІЇ 110/10 кВ.....	19
2.1 Обґрунтування системи релейного захисту, телемеханіки та автоматики трансформаторної підстанції 110/10 кВ.....	19
2.2 Релейний захист підстанції 110/10 кВ.....	22
РОЗДІЛ 3. РОЗРОБКА СИСТЕМИ РЕЛЕЙНОГО ЗАХИСТУ, ТЕЛЕМЕХАНІКИ ТА АВТОМАТИКИ ТРАНСФОРМАТОРНОЇ ПІДСТАНЦІЇ 110/10 кВ.....	30
3.1 Розробка й апробація алгоритмічного та математичного забезпечення інформаційної системи діагностики цифрових підстанцій на базі тензорної методології й технологій National Instruments.....	30
РОЗДІЛ 4 ОХОРОНА ПРАЦІ ТА ДОВКІЛЛЯ.....	39
4.1 Організація роботи служби з охорони праці та довкілля.....	39
4.2 Протипожежна безпека і грозозахист.....	39
4.3 Функції служби охорони праці.....	41
4.4 Захист від стихійних лих.....	43
РОЗДІЛ 5. ТЕХНІКО-ЕКОНОМІЧНЕ ОБґРУНТУВАННЯ ЕФЕКТИВНОСТІ ВИКОРИСТАННЯ СИСТЕМИ РЕЛЕЙНОГО	

ЗАХИСТУ, ТЕЛЕМЕХАНІКИ ТА АВТОМАТИКИ ТРАНСФОРМАТОРНОЇ ПІДСТАНЦІЇ 110/10 кВ.....	45
5.1 Обґрунтування економічної ефективності використання системи релейного захисту, телемеханіки та автоматики трансформаторної підстанції 110/10 кВ.....	45
ВИСНОВКИ І ПРОПОЗИЦІЇ.....	46
ПЕРЕЛІК ВИКОРИСТАНИХ ПОСИЛАНЬ.....	48
ДОДАТКИ.....	49

ВСТУП

Функціонування сучасних пристроїв і комплексів релейного захисту (РЗ) досі базується на даних, отриманих від вимірювальних трансформаторів струму (ТТ) та напруги. Використання трансформаторів струму як посередників між первинним і вторинним ланцюгом дозволяє вирішувати ряд завдань: здешевлення ізоляції вторинного обладнання, забезпечення безпеки обслуговуючого персоналу, реалізацію захисту на основі диференціального принципу дії [1]. Однак разом з перевагами цей метод збору інформації має й певні недоліки. Найбільший з них – можливість відмови вимірювального трансформатора, що може статися через технічний стан або внаслідок впливу негативних факторів, зокрема перехідних процесів. Одним з таких факторів є робота вимірювального ТТ у режимі насичення. Відомо про значні аварії [2], що сталися через надмірне спрацювання диференціального струмового захисту під час короткого замикання (КЗ) через появу струму небалансу в ланцюгах, викликаного насиченням захисних обмоток трансформаторів струму через значну аперіодичну складову (АС) у первинному струмі КЗ.

Таким чином, важливим завданням є оцінка впливу перехідних режимів на роботу вимірювального ТТ і, відповідно, на ефективність релейного захисту, підключеного до цього трансформатора. Поведінка швидкодіючих пристроїв РЗ у перехідних режимах залежить від кількості струму КЗ, місця виникнення КЗ (у зоні чи поза зоною дії), типу КЗ (симетричне чи несиметричне), відносного вмісту АС у струмі КЗ, наявності і знака залишкової магнітної індукції в магнітопроводах ТТ, навантаження на ТТ, а також схеми з'єднання ТТ і способу передачі даних у пристрій захисту [3].

Загалом, основною вимогою до ТТ в перехідних режимах для правильного функціонування швидкодіючих пристроїв РЗ є забезпечення захисту при КЗ у зоні дії, а також відсутність насичення магнітопроводу ТТ протягом часу, необхідного для відключення швидкодіючими захистами суміжних елементів у зоні дії зовнішнього КЗ, з урахуванням затримки їх спрацювання під час перехідного процесу [4]. Отже, вимірювання струму є основним параметром для будь-якого типу релейного захисту.

РОЗДІЛ 1. АНАЛІЗ РОБОТИ СИСТЕМИ РЕЛЕЙНОГО ЗАХИСТУ, ТЕЛЕМЕХАНІКИ ТА АВТОМАТИКИ ТРАНСФОРМАТОРНОЇ ПІДСТАНЦІЇ 110/10 кВ

1.1 Аналіз функціонування систем релейного захисту, телемеханіки та автоматики на трансформаторній підстанції 110/10 кВ

Основним завданням створення "конструктора" електроенергетичної системи є підвищення якості підготовки інженера через удосконалення матеріально-технічної та інформаційної бази освітніх програм. Це включає створення нових типів лабораторій та практичного навчального обладнання, яке дозволяє моделювати типові та аварійні ситуації в електроенергетиці.

У рамках цього проекту передбачається розробка та використання енергетичного обладнання, масштабних моделей блоків і об'єктів енергосистеми із застосуванням оригінальних матеріалів, а також віртуальних і друкованих прототипів енергетичних об'єктів, таких як електростанції, підстанції тощо. Це обладнання буде використовуватися в навчальному процесі з основних профільних дисциплін, таких як електромеханіка, електроапарати, електромережі й інше.

Наразі основна увага приділяється створенню навчальних посібників і налагодженню виробництва навчальної підстанції 110 кВ. Мета полягає у забезпеченні студентів можливістю ознайомитися з зовнішнім виглядом, принципами роботи, конструкцією, монтажем, обслуговуванням і диспетчерським управлінням енергетичного обладнання.

Створення та друк масштабних моделей є важливим етапом, оскільки наочна модель, яка демонструє зовнішній і внутрішній вигляд обладнання, дозволяє якісно зрозуміти фізику та динаміку процесів, що вивчаються. Такі моделі також дають можливість студентам заглибитися в процес будівництва та експлуатації енергетичних об'єктів.

Проект "конструктор" реалізується на основі реальних об'єктів енергосистеми, що передбачає збір усіх необхідних даних. Це сприяє галузевому застосуванню проекту, зокрема для оцінки технічного стану електрообладнання.

Однією з ключових проблем енергетичної інфраструктури є її високий рівень зношеності. За даними, знос енергетичного обладнання мережевої компанії перевищує 48%, включаючи 60% обладнання підстанцій та 41,9% ліній електропередачі. У зв'язку з цим, важливим стає зворотне проектування для оцінки технічного стану та виявлення дефектів.

Виявлення технічного стану енергетичного обладнання є складним завданням, оскільки енергосистеми належать до складних об'єктів, де параметри, що впливають на їх роботу, не завжди відомі, а експлуатація відбувається за умов невизначеності.

Застосування 3D-моделей дозволяє не лише визначити зони концентрації напружень на металевих поверхнях (наприклад, бака трансформатора), але й оцінити їх розподіл. Крім того, 3D-моделі дозволяють виявляти положення, розміри та орієнтацію зовнішніх дефектів.

Таким чином, використання 3D-сканування та моделювання електрообладнання в рамках першого етапу проекту підвищує точність методів неруйнівного контролю та забезпечує можливість виявлення дефектів на ранніх стадіях без необхідності виведення обладнання з експлуатації.

У подальшому проект "Конструктор електромереж" буде детально розглянуто на прикладі розподільного пристрою ПС 110/10 кВ.

1.2 Концептуальна модель цифрової підстанції для комплексної натурної діагностики на трансформаторній підстанції 110/10 кВ

З кожним роком зростання виробництва електроенергії створює дедалі більше навантаження на енергетичну систему. Більшість існуючої енергетичної інфраструктури вже перевантажена, що значно ускладнює забезпечення

надійного енергопостачання. Додатково, значна частина обладнання давно відпрацювала свій ресурс, що суттєво підвищує ризик його виходу з ладу.

Економічні та технічні обмеження роблять неможливою одночасну заміну всього застарілого обладнання, що ще більше загострює проблеми стабільного функціонування енергетичного сектору. У зв'язку з цим виникає необхідність будівництва нових підстанцій, які враховують сучасні технологічні тенденції. Такі об'єкти відомі, як цифрові підстанції.

Цифрові підстанції мають низку переваг та суттєво відрізняються від традиційних. Водночас для ефективного використання таких об'єктів потрібен детальний аналіз їхньої структури та відмінностей від традиційних підстанцій.

Наразі не існує єдиної уніфікованої структури цифрової підстанції для реалізації систем моніторингу та діагностики. У роботі пропонується розробити таку структуру, спираючись на аналіз існуючих проєктів, з метою оптимізації впровадження цифрових підстанцій.

Розробка концептуальної моделі починається з моделювання, що має на меті визначення властивостей системи відповідно до цільових завдань. Основна мета моделювання – створення єдиної структурної описової моделі цифрової підстанції.

Наступним етапом є вибір рівня деталізації моделі (стратифікація). Система представляється у вигляді набору частин (підсистем, елементів). Модель повинна включати всі елементи, необхідні для реалізації технологічних процесів. Крім того, вона повинна містити компоненти для управління ресурсами та процесами, а також для зберігання інформації, потрібної для ефективного управління. Наступним кроком у створенні концептуальної моделі є її локалізація. Це досягається шляхом представлення зовнішнього середовища у вигляді генераторів зовнішніх впливів, які додаються до моделі у вигляді окремих елементів. Такий підхід дозволяє забезпечити структурну повноту моделі та врахувати всі ключові аспекти взаємодії системи з зовнішнім середовищем. Однак існує проблема оптичних вимірювальних трансформаторів, яка полягає у їхній вартості. Другою важливою відмінністю

Таблиця 1.1 – Порівняльні характеристики на основі вимірювальних трансформаторів цифрових і традиційних підстанцій.

Характеристика	Цифрова підстанція	Традиційна підстанція
Вимірювальні трансформатори	Оптичні вимірювальні трансформатори	Електромагнітні вимірювальні трансформатори
Екологічна сумісність	Екологічно безпечні	Трансформатори з масло наповненням – вибухо- та пожежо небезпечні
Точність вимірювань	Висока точність, широкий частотний діапазон	Недостатній частотний діапазон, що обмежує розвиток релейного захисту та діагностики. Помилки через дисбаланс навантаження.
Ферорезонанс	Відсутність ферорезонансу	Можливість ферорезонансу, що призводить до несправності обладнання, збоїв у роботі та серйозних аварій.
Маса та габарити	Зменшена маса та габарити	Велика маса та значні габарити
Безпека вимірювання струму	Безпечне вимірювання струму	Небезпека при відкритті вторинних кіл трансформатора струму.
Електромагнітні перешкоди	Не піддається впливу електромагнітних перешкод	Вторинні кола аналогових трансформаторів напруги схильні до електромагнітних перешкод.
Коефіцієнт трансформації	Легке налаштування коефіцієнта трансформації	Потрібне додаткове обладнання для зміни коефіцієнта трансформації.
Ефект перевантаження	Усунення ефекту «перевантаження» у вторинних колах	Наявність ефекту «перевантаження».

Таблиця 1.2 – Порівняльні характеристики на основі використовуваних протоколів цифрових і традиційних підстанцій.

Характеристика	Цифрова підстанція	Традиційна підстанція
Протоколи	IEC 61850	MEK 60870-101/103/104, Modbus, DNP3 тощо
Швидкість передачі даних	Ethernet зі швидкістю 100 Мбіт/с	Швидкість обміну інформацією через послідовні інтерфейси не перевищує 0,0192 Мбіт/с
Передача даних	Передача миттєвих значень струму та напруги. Можливість передавати великі обсяги інформації	Відсутність передачі даних у реальному часі (затримка). Обмеження на передачу великих обсягів інформації
Сумісність з іншими протоколами	Вбудована можливість роботи з іншими протоколами	Переналаштування сигналів у фірмових протоколах і навпаки призводить до втрати інформації
Горизонтальний обмін даними між пристроями	Горизонтальний обмін даними між пристроями (GOOSE)	Відсутній горизонтальний обмін даними
Самодіагностика каналів зв'язку	Самодіагностика каналів зв'язку	Низький рівень діагностики каналів зв'язку

між цифровою та традиційною підстанцією є використання протоколу ІЕС 61850:

Використання цифрових каналів передачі даних дозволяє спростити вторинні з'єднання завдяки використанню оптоволокна. Крім того, передача інформації в цифровій формі є безпечною, на відміну від аналогової передачі даних. З огляду на ці відмінності, протокол ІЕС 61850 безумовно має переваги, однак він також має й недоліки [1].

Для врахування всіх компонентів цієї складної технічної системи пропонується модельний підхід. Для моделювання таких складних технічних систем потрібна найбільш точна схема, що дозволяє оцінити взаємодію всіх елементів. На даний час існує багато структурних схем цифрових підстанцій, проте кожна з них орієнтована на конкретний об'єкт, а найдетальніша і загальна схема не представлена. Для розробки схеми необхідно проаналізувати існуючі проекти, пов'язані з впровадженням цифрових підстанцій.

Одним із пілотних проєктів "Цифрова підстанція" є підстанція "Соснова" 110/10 кВ, розташована в м. Буськ, Львівської області. Весь комплекс "Цифрова підстанція" (оптичний трансформатор струму та напруги і цифрова інформаційно-вимірювальна система (DIMS)) був введений в експлуатацію в лютому 2023 року. Цей проєкт реалізовано відповідно до вимог ІЕС 61850 [2].

Архітектура цифрової підстанції за пілотним проєктом виглядає наступним чином:

- **Процесний рівень** включає первинний трансд'ютер струму та напруги NXVCT-230.
- **Рівень секції** представлений інтелектуальним електронним пристроєм з прийомом даних за протоколом ІЕС 61850 9-2LE: "SysTeLLoGic Emergency Events Recorder", "SysTeLLoGic пристрій для вимірювання параметрів" та "SysTeLLoGic Unified Power Quality Index".
- **Рівень станції** представлений сервером цифрової підстанції, автоматизованим робочим місцем (АРМ), сервером синхронізації часу.

значеннями (відповідно до ДСТУ Р 54149-2010). Передача оперативних і архівних даних на вищий рівень здійснюється так само, як і у "SysteLLogic DMP".

с) **"SysteLLogic Emergency Events Recorder"** – пристрій, який забезпечує запис та зберігання осцилограм стаціонарних і перехідних процесів, що передують і супроводжують аварійні режими в електричних мережах.

Під час введення в експлуатацію DIMS для цифрової підстанції використовувалася мобільний комплекс перевірки. Результати метрологічних досліджень показали, що цифрова підстанція і традиційна телемеханіка знаходяться в хорошій відповідності в межах заявлених похибок.

Іншим пілотним проектом для впровадження технології "Цифрова підстанція" є автоматизація підстанції 10 кВ розподільчого трансформатора, розташованої в м. Львів [3]. Підрядник запропонував рішення для реалізації концепції, встановивши власний програмно-апаратний комплекс під назвою iSAS [4].

Елементи цифрової підстанції на підстанції "Старий Самбір" в Львівській області були успішно впроваджені. Інтегрована система заснована на автоматизованій системі управління процесами, реалізованій через сучасний стандарт обміну даними IEC 61850 [5].

Впровадження "Цифрової підстанції" на ВЕС Старий Самбір – 1 [6,7]. У 2013 році прийняло рішення про впровадження пілотного проекту обладнання, що працює з використанням технології "Цифрова підстанція", на основі ВЕС Старий Самбір – 1. ВЕС Старий Самбір – 1 оснащена 8-ма агрегатами з сумарною встановленою потужністю 520 МВт. В рамках пілотного проекту була реалізована цифрова автоматизована система управління в одному блоці № 6 генератор-трансформатор ВЕС Старий Самбір – 1.

Піотно-промисловий зразок програмно-апаратного комплексу складається з трьох рівнів:

- **Процесний рівень** Шафа польових контролерів на основі мікроRTU контролера NPT, оптичні трансформатори струму, встановлені на 110 кВ

напрузі з боку високовольтного боку блоку трансформатора, оптичні гнучкі трансформатори струму на основних клеммах генератора 13,8 кВ, а також нейтраль генератора, електронні трансформатори напруги, контролери з вбудованою мультиплексуючою платою NPT MU.

- **Рівень секції** Мікропроцесорні пристрої релейного захисту та автоматики, контролер підключення NPT BAY (9.2), електролічильник.

- **Рівень станції** Серверне апаратне та програмне забезпечення SCADA NPT Expert.

Процесна шина та станційна шина виконані у вигляді єдиного оптичного кільця та розділені за допомогою технології VLAN. Дискретні сигнали на польовому рівні збираються пристроями NPT microRTU та у вигляді повідомлень GOOSE передаються через станційну шину на рівень з'єднань. Оцифровані виміряні значення передаються до комутаторів процесної шини у вигляді повідомлень Sampled Values (SV). Система єдиного часу побудована на основі точного серверу часу Meinberg M400 / PTP, що забезпечує високу точність синхронізації пристроїв через LAN.

Важливим результатом стало забезпечення спільної роботи інтелектуальних електронних пристроїв від 7 виробників (Energoprom Automation, PROFOTEK, EKRA, Brestler, ABB, Alstom, Prosoft Systems). На даний момент, згідно з матеріалами листопадової конференції "Цифрова мережа", робота на цьому об'єкті триває, з метою подальшого розширення рівня підключення та кібербезпеки підстанції.

Крім того, на даний момент триває робота над проєктами цифрових підстанцій, що реалізуються на енергетичних кластерах "Елгауголь" [8] та "Ваніно" [9].

15 серпня 2017 року була введена в експлуатацію підстанція Ростовської області "Спортивна" [10].

Автоматизована система управління дозволяє працівникам здійснювати моніторинг та контроль технологічних і експлуатаційних параметрів з їх візуалізацією, отримувати інформацію про стан електричних ланцюгів

підстанції в реальному часі, сигналізувати про вихід параметрів процесів за допустимими нормами. Все обладнання, що використовується на підстанції ВЕС Старий Самбір – 1, оснащене повним комплектом замків і захистів, включаючи замки від помилкових дій, сучасні конструкторські рішення забезпечують високий рівень безпеки для обслуговуючого персоналу. Оперативний контроль за підстанцією може здійснюватися кількома способами – традиційне диспетчерське управління, дистанційне керування вимикачами з робочого місця диспетчера, віддалене телемеханічне керування з диспетчерського пункту виробничого відділу. Програмний комплекс здійснює безперервну діагностику температури активної частини, стану ізоляції високовольтних втулок, параметрів трансформаторної оливи та вмісту розчинених газів. 4 червня 2018 року була відкрита першу цифрову підстанцію 110 кВ в Львівській області, "Яворівська СЕС" [11].

Використовуючи найновітніші цифрові технології, вона дозволяє здійснювати онлайн моніторинг електричного обладнання. Усі ймовірні несправності будуть усунені при їх виникненні. Вимірювання електричних і технологічних параметрів основного обладнання, контроль його стану та управління здійснюється за допомогою цифрових технологій відповідно до міжнародного стандарту IEC 61850. На підстанції встановлено два силових трансформатори потужністю 80 МВА; комплект розподільчого пристрою з газопоглинальним ізоляцією (SF6) 110 кВ; 4-секційний розподільчий пристрій 20 кВ з вакуумними вимикачами, розрахованими на 20 лінійних осередків; складна система релейного захисту та автоматики і автоматизована система управління процесами. Зниження втрат для нової підстанції вперше в Україні перевищить 30%.

Об'єднуючи інформацію з різних структурних діаграм, ми отримуємо схему цифрової підстанції, яка зображена на рис. 1.2.

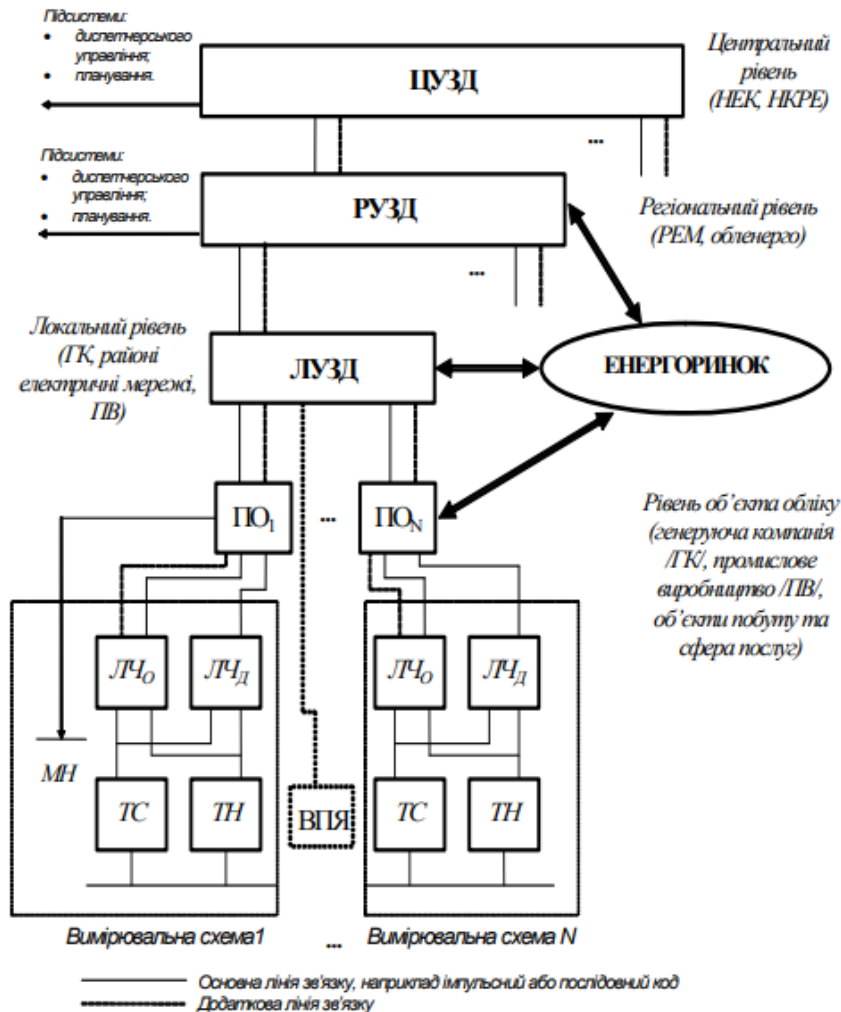


Рисунок 1.2 – Структурна схема цифрової підстанції

З вищезазначеного опису випливає, що на сьогоднішній день спостерігається масове впровадження та апробація рішень класу "Цифрова підстанція", основаних на стандартах серії IEC 61850. Застосування технології "Цифрової підстанції" має дозволити в майбутньому суттєво знизити витрати на проектування, введення в експлуатацію, експлуатацію та обслуговування енергетичних об'єктів.

Проте на даний момент зусилля зосереджені на впровадженні цієї технології, при цьому забуваючи про діагностику такої складної технічної системи. Неодноразово енергетичне співтовариство підкреслювало, що неможливо перенести методологію діагностики з традиційної підстанції на цифрову підстанцію, що є перешкодою для впровадження інноваційної технології. Необхідно покращити методологічну базу, використовуючи

переваги цифрової підстанції, і, зважаючи на складність розглядуваної системи, найкращим варіантом є модельний підхід.

При розробці моделі виокремлюються такі етапи опису: концептуальний, математичний, програмний. В даній роботі першим етапом є розробка концептуальної моделі. На основі цієї моделі та використання даних підстанції можна розробити математичну модель.

Отже, для впровадження технології "Цифрової підстанції" в українському енергетичному секторі необхідно подолати перешкоду, пов'язану з розробкою діагностичних баз. Застосування принципово нових підходів до оцінки стану обладнання цифрових підстанцій дозволить пришвидшити впровадження інноваційної технології та вирішить одну з проблем ІЕС 61850 – розробку повноцінних діагностичних інструментів.

1.3 Обґрунтування теми та мети роботи

Метою цього дослідження є покращення функціонування систем релейного захисту, телемеханіки та автоматики трансформаторної підстанції 110/10 кВ.

Відповідно до цієї мети було визначено наступні завдання:

- Здійснити аналіз роботи системи релейного захисту, телемеханіки та автоматики трансформаторної підстанції 110/10 кВ;
- Розробити оптимальну методику та системи управління для системи релейного захисту, телемеханіки та автоматики трансформаторної підстанції 110/10 кВ;
- Здійснити дослідження ефективності роботи системи релейного захисту, телемеханіки та автоматики трансформаторної підстанції 110/10 кВ;
- Проаналізувати техніко-економічне обґрунтування ефективності використання системи релейного захисту, телемеханіки та автоматики трансформаторної підстанції 110/10 кВ.

РОЗДІЛ 2. РОЗРАХУНОК ПАРАМЕТРІВ СИСТЕМИ РЕЛЕЙНОГО ЗАХИСТУ, ТЕЛЕМЕХАНІКИ ТА АВТОМАТИКИ ТРАНСФОРМАТОРНОЇ ПІДСТАНЦІЇ 110/10 кВ

2.1 Обґрунтування системи релейного захисту, телемеханіки та автоматики трансформаторної підстанції 110/10 кВ

Обґрунтування та аналіз роботи системи релейного захисту, телемеханіки та автоматики трансформаторної підстанції 110/10 кВ є важливим етапом для забезпечення стабільної та безпечної роботи електричних мереж. Нижче подано ключові аспекти цих систем.

1. Система релейного захисту (РЗ)

Система релейного захисту забезпечує автоматичне відключення обладнання в разі виникнення несправностей або аномальних ситуацій на підстанції. Основні функції та принципи роботи релейного захисту для підстанції 110/10 кВ:

Основні види релейного захисту:

Захист від короткого замикання (КЗ): цей захист спрацьовує при виникненні короткого замикання в межах підстанції. За допомогою струмових і напружових реле відбувається швидке відключення несправного обладнання.

Захист від перевантаження: при виникненні перевантаження на трансформаторі або іншому обладнанні, реле фіксує перевищення допустимого струму і ініціює відключення для запобігання пошкодженню.

Диференціальний захист: забезпечує захист трансформаторів та інших складних елементів системи, порівнюючи струми на вході та виході обладнання. Якщо різниця між ними перевищує задане значення, відбувається спрацьовування захисту.

Захист від замикання на землю: захищає від несправностей, коли фаза замкнута на землю. Це особливо важливо в системах з ізольованою нейтраллю.

Принципи роботи:

Реле реагує на зміну значень струмів, напруги та інших параметрів, порівнюючи їх із заданими порогами. При досягненні критичних значень реле спрацьовує і подає команду на відключення несправного елемента. Це дозволяє мінімізувати пошкодження та збитки від аварій.

2. Система телемеханіки

Телемеханіка забезпечує віддалене управління та моніторинг стану підстанції, що дозволяє здійснювати операції без фізичної присутності операторів на місці.

Основні функції телемеханіки:

Збір та передача інформації: з усіх електричних компонентів підстанції (напруги, струми, стан вимикачів тощо) збирається інформація та передається на пульт управління для моніторингу.

Управління обладнанням: телемеханіка дозволяє здійснювати віддалене керування вимикачами, трансформаторами, регулюючими пристроями та іншими елементами підстанції.

Автоматизація процесів: у разі виникнення аварійних ситуацій система може автоматично виконати необхідні операції для відновлення роботи або ізоляції пошкоджених ділянок.

Принципи роботи:

Система телемеханіки заснована на використанні дистанційних передавачів і приймачів сигналів, що забезпечують зв'язок між підстанцією та диспетчерським пунктом. За допомогою мереж передачі даних (наприклад, через GSM або оптоволоконні канали) передаються сигнали про стан елементів підстанції, а також управляються її компоненти.

3. Система автоматики

Автоматика підстанції забезпечує безперервну, надійну та ефективну роботу електричної мережі шляхом автоматичного виконання операцій з управління та захисту.

Основні функції автоматики:

Автоматичне включення і відключення трансформаторів: автоматичне включення резервного трансформатора у разі виходу з ладу основного.

Автоматичне перемикавання навантажень: у разі аварії або перевантаження система автоматики може автоматично перемикати навантаження між різними трансформаторами для підтримання стабільної роботи мережі.

Управління реактивною потужністю: автоматика може регулювати роботу компенсаторів для забезпечення оптимального рівня реактивної потужності на підстанції.

Принципи роботи:

Автоматика базується на використанні програмованих логічних контролерів (ПЛК), які отримують інформацію від датчиків і реле, обробляють її та виконують необхідні операції (відключення, включення, перемикавання).

4. Аналіз роботи системи

Взаємодія компонентів:

Системи релейного захисту, телемеханіки та автоматики взаємодіють для забезпечення надійної роботи підстанції. Релейний захист реагує на аварійні ситуації та відключає несправні ділянки, телемеханіка забезпечує моніторинг і віддалене управління, а автоматика виконує автоматичне перемикавання та регулювання для підтримки стабільної роботи мережі.

Перевірка та оптимізація:

Регулярні перевірки та тестування цих систем є необхідними для забезпечення їх безперебійної роботи. Це включає в себе перевірку налаштувань реле, тестування автоматичних сценаріїв та контроль за правильністю роботи телемеханічних систем.

Отже системи релейного захисту, телемеханіки та автоматики є основою для стабільної та безпечної роботи підстанції 110/10 кВ. Їх ефективне проектування та правильне налаштування дозволяють забезпечити надійність електричних мереж та мінімізувати наслідки аварійних ситуацій.

2.2 Релейний захист підстанції 110/10 кВ

Аналіз вихідних даних. У передмісті розташована підстанція, яка містить три рівні напруги: 110 кВ, 35 кВ, 10 кВ. Підстанція знижує напругу з 110 кВ до 35 кВ і 10 кВ. У разі серйозної аварії, що унеможливило нормальну роботу підстанції, її можна замінити сусідніми підстанціями.

Напруга 110 кВ надходить на підстанцію через дві одноланцюгові лінії. Напруга 35 кВ є середньою напругою на стороні шини, яка має 2 вихідні ланцюги. Потужність кожного ланцюга становить 5 МВт, а коефіцієнт потужності – 0,85. Напруга 10 кВ є низькою напругою на стороні шини, яка також має 2 вихідні ланцюги, потужність кожного ланцюга становить 4 МВт, а коефіцієнт потужності – 0,85.

Вибір схеми основного електричного з'єднання. Для схеми лінії 110 кВ внутрішній міст зазвичай використовується для довгих ліній, де заміна трансформаторів не виконується часто. Навпаки, зовнішній міст здебільшого застосовується для коротких замикань, де потрібне часте перемикання трансформаторів. Метод підключення з подвійною системою шин підходить для живлення певних відповідальних споживачів та забезпечує високу надійність. Однак через велику кількість вимикачів, складний механізм блокування, ускладнене керування і високу вартість використання подвійних шин не рекомендується.

Хоча схема з однією шиною є відносно простою, обладнання використовується менше, а витрати є нижчими, але гнучкість такої схеми обмежена. У разі відмови джерела живлення або шини вся лінія перестає працювати. Враховуючи вимоги до гнучкості, схема секціонованої одиночної шини дозволяє своєчасно усунути несправність однієї шини, тоді як інша, несправна шина, може продовжувати працювати. Виходячи з цього, розробляється схема основного електричного з'єднання підстанції 110 кВ, як показано на рис. 2.1.

Під час розрахунку налаштувань релейного захисту струмовий захист зазвичай розраховується на основі струму короткого замикання в максимальному режимі роботи, щоб він не перевищував кінця лінії. У разі відмови підлеглої лінії вона не має потрапити під захист. Двофазний струм короткого замикання [3] у мінімальному режимі роботи використовується для перевірки чутливості релейного захисту.

Розрахунок струму короткого замикання. Проектована підстанція має напругу 110 кВ, що є відносно високою. У цьому випадку опір електрообладнання дуже малий при розрахунку реактивного опору. Для зручності розрахунку враховується лише імпеданс, а опір не розраховується. Для розрахунку струму короткого замикання ми обираємо стандартний метод розрахунку в відносних одиницях. Цей метод має очевидну перевагу: відносні одиниці не мають розмірності, що дозволяє уніфіковано зводити параметри всіх електричних компонентів.

На рис. 2.2 показано процес розрахунку короткого замикання в енергосистемі.

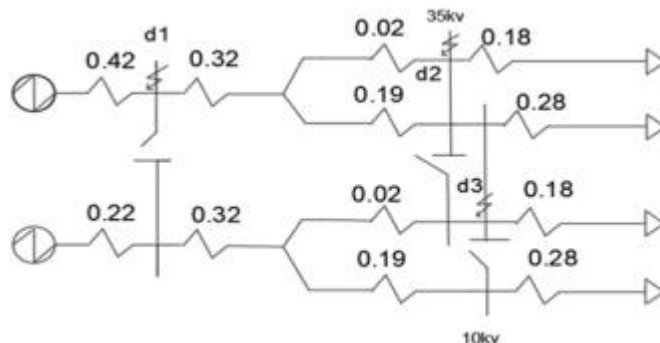


Рисунок 2.2 – Еквівалентна схема імпедансу для розрахунку короткого замикання.

Вхідні параметри для розрахунку:

Параметри відомого генератора такі:

Генератор G_1 : $P_N = 25$ МВт, $\cos \varphi_N = 0.8$, $X_d = 0.13$;

Генератор G_2 : $P_N = 50$ МВт, $\cos \varphi_N = 0.8$, $X_d = 0.14$;

Трансформатор T1, T2:

Номинальна потужність: 31.5 МВА;

Співвідношення потужностей: 100/100/100;

Трансформаційне співвідношення: 110/35/10: $U_{K(1-2)\%} = 10.5$, $U_{K(1-3)\%} = 16$,
 $U_{K(2-3)\%} = 6.5$;

Лінії L1, L2: довжина 70 км; $X_L = 0.4$ ($\Omega/\text{км}$).

Розрахунок струму короткого замикання в режимі максимального навантаження. Режим максимального навантаження [4] у цьому проекті передбачає одночасну роботу двох трансформаторів. Відповідно до схеми імпедансів на рис. 2.2, трьохфазний струм короткого замикання в точці d1 на шині 110 кВ може бути розрахований.

Резервний захист від замикання на землю. У цьому проекті на стороні високої та середньої напруги трансформатора використовується метод прямого заземлення нейтральної точки. Для прямого заземлення нейтральної точки необхідно встановити спеціальний релейний захист, який є також ключовим елементом цього проекту:

$$X_{\Sigma}^* = \frac{0,63 \cdot 0,43}{0,63 + 0,43} = 0,26 \quad (2.1)$$

$$I_{d1}^{*3} = \frac{I_j}{X_{\Sigma}^*} = \frac{0,502}{0,26} = 1,93 \quad (2.2)$$

Трьох фазний струм короткого замикання в точці d₂ на шині 35 кВ може бути розрахований:

$$X_{\Sigma}^* = 0,26 + 0,17 = 0,43 \quad (2.3)$$

$$I_{d2}^{*3} = \frac{I_j}{X_{\Sigma}^*} = \frac{0,157}{0,23} = 3,65 \quad (2.4)$$

Трьохфазний струм короткого замикання в точці d₃ на шині 10 кВ може бути розрахований:

$$X_{\Sigma}^* = 0,43 + 0,18 = 0,61 \quad (2.5)$$

$$I_{d3}^{*3} = \frac{I_j}{X_{\Sigma}^*} = \frac{0,157}{0,61} = 2,57 \quad (2.6)$$

Розрахунок струму короткого замикання в режимі мінімального навантаження. Режим мінімального навантаження у цьому проекті означає, що працює лише один трансформатор, а джерелом живлення є G_1 . Схема еквівалентного імпедансу представлена у верхній частині рис. 2.2. Відповідно до наведеної вище схеми імпедансу, можна розрахувати двофазний струм короткого замикання при короткому замиканні на шині 110 кВ, тобто короткому замиканні в точці d_1 :

$$X_{\Sigma}^* = 0,63 \quad (2.7)$$

$$I_{d1}^{(2)} = \frac{\sqrt{3}}{2} \frac{I_j}{X_{\Sigma}^*} = \frac{\sqrt{3}}{2} \frac{0,502}{0,63} = 0,69 \quad (2.8)$$

Аналогічно, шина 35 кВ зазнає короткого замикання, тобто коротке замикання в точці d_2 :

$$X_{\Sigma}^* = 0,63 + 0,34 = 0,97 \quad (2.9)$$

$$I_{d2}^2 = \frac{\sqrt{3}}{2} \frac{I_j}{X_{\Sigma}^*} = \frac{\sqrt{3}}{2} \frac{1,56}{0,97} = 1,39 \quad (2.10)$$

Аналогічно, шина 10 кВ зазнає короткого замикання, тобто коротке замикання в точці d_3 :

$$X_{\Sigma}^* = 0,97 + 0,18 = 1,15 \quad (2.11)$$

$$I_{d3}^2 = \frac{\sqrt{3}}{2} \frac{I_j}{X_{\Sigma}^*} = \frac{\sqrt{3}}{2} \frac{1,56}{1,15} = 1,17 \quad (2.12)$$

При замиканні на землю виникає струм нульової послідовності. Виходячи з цього, для резервного захисту розроблено захист від перевищення струму нульової послідовності. Резервний захист від перевищення струму нульової послідовності встановлюється як на стороні 110 кВ, так і на стороні 35 кВ трансформатора. Це дозволяє забезпечити резервний захист суміжних компонентів з кожного боку та самого трансформатора.

Принцип дії захисту від перевищення струму нульової послідовності та комбінованого захисту за напругою є в основному однаковим, але вибрані електричні величини відрізняються. У першому випадку використовується напруга негативної послідовності, а в другому – струм нульової послідовності. Їх схема підключення майже однакова.

Захист від струму нульової послідовності також є селективним. Його реле має два обмеження за часом:

1. При зовнішній аварії трансформатора реле короткого часу спрацьовує, щоб вимкнути автоматичний вимикач на стороні аварії.
2. При внутрішній аварії трансформатора реле довгого часу спрацьовує, щоб вимкнути всі автоматичні вимикачі трансформатора.

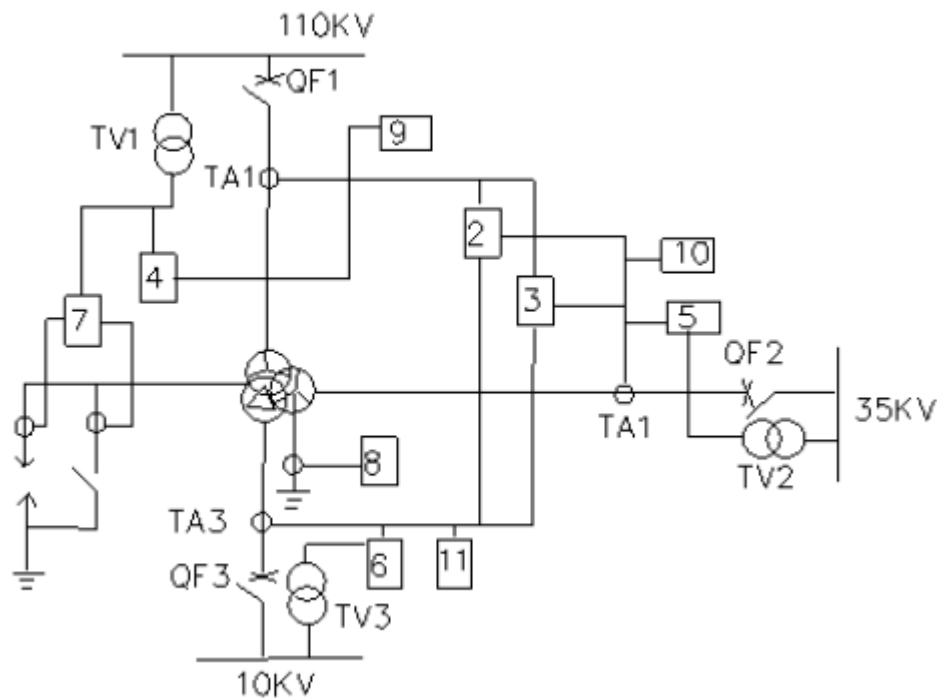


Рисунок 2.3 – Схема конфігурації захисту трансформатора 110 кВ.

Існує багато видів захисту трансформатора, які повинні працювати в кооперації. Ми розробили набір загальних схем всіх захистів трансформатора, як показано на рис. 2.3.

На рис. 2.3 захисти 2 та 3 – це поздовжні диференціальні захисти, захисти 4, 5 та 6 – це захисти від перевищення струму, ініційовані комбінованою

напругою, захисти 7 та 8 – це захисти від струму нульової послідовності, а захисти 9, 10 і 11 – це захист від перевантаження.

Проектування захисту лінії передачі. У разі короткого замикання лінії передачі струм кожної фази між джерелом живлення та точкою короткого замикання різко збільшується, і його значення може бути більше, ніж у десять разів від номінального або робочого струму. Виходячи з цієї характеристики, можна використати компонент для вимірювання струму та порівняння його з заданим значенням струму. Коли виміряний струм перевищує задане значення, виводиться відповідний контрольний сигнал для керування відкриттям і закриттям автоматичного вимикача, забезпечуючи таким чином захист лінії. Це становить захист від перевищення струму, який спрацьовує, коли струм реактивної фази збільшується [5]. Це задане значення струму називається значенням налаштування захисту струму, тобто струмом спрацьовування захисту.

Захист лінії передачі від перевищення струму поділяється на три частини:

1. Перша частина – це захист від перевищення струму без обмеження часу з швидким відключенням, який працює швидко як основний захист лінії;
2. Друга частина – це захист від перевищення струму з обмеженням часу та швидким відключенням, який також є основним захистом лінії, але з затримкою;
3. Третя частина – це захист від перевищення струму з фіксованим обмеженням часу, який працює як резервний захист лінії.

Ці три захисти складають трисекційний захист лінії. Вони співпрацюють між собою для спільного захисту лінії, як показано на рис. 2.4.

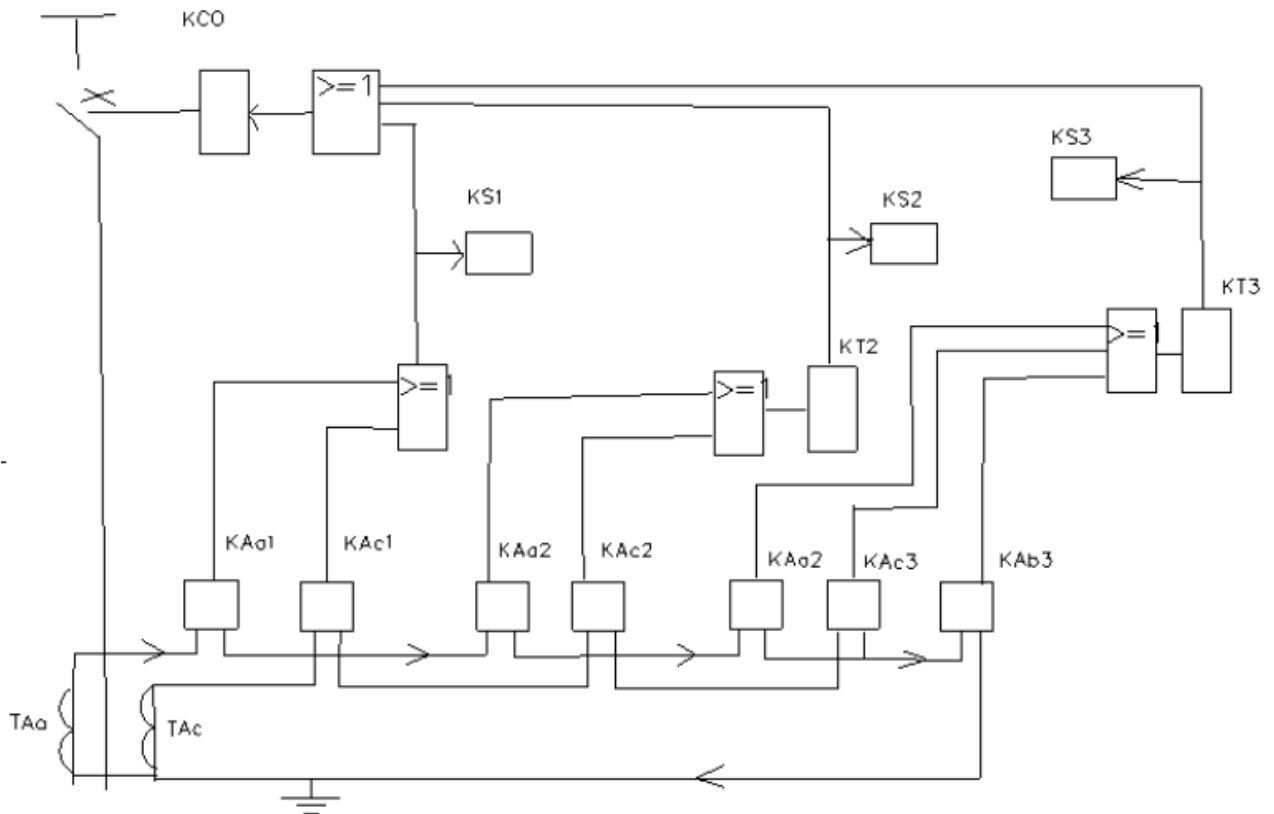


Рисунок 2.4 – Схема трисекційного захисту від перевищення струму.

У процесі проєктування релейного захисту важливо правильно вибрати тип захисту. Після визначення типу захисту ми можемо перевірити, чи є обраний захист доцільним, шляхом розрахунку короткого замикання. Після налаштування розрахунків і перевірки можна визначити, чи є наданий захист доцільним. Таким чином, ми можемо налаштувати захист.

У практичному застосуванні значення налаштувань релейного захисту можуть бути встановлені, але тип захисту змінити не можна. Тому в процесі проєктування ми повинні врахувати тип захисту, а потім визначити, чи є цей захист доцільним за допомогою налаштування та перевірки розрахунків. Наприклад, якщо чутливість захисту від швидкого відключення струму не відповідає вимогам, ми повинні використовувати захист від швидкого відключення за допомогою миттєвого блокування струму.

РОЗДІЛ 3. РОЗРОБКА СИСТЕМИ РЕЛЕЙНОГО ЗАХИСТУ, ТЕЛЕМЕХАНІКИ ТА АВТОМАТИКИ ТРАНСФОРМАТОРНОЇ ПІДСТАНЦІЇ 110/10 кВ

3.1 Розробка й апробація алгоритмічного та математичного забезпечення інформаційної системи діагностики цифрових підстанцій на базі тензорної методології й технологій National Instruments.

Існуючі технічні системи потребують постійного розвитку методології забезпечення їх оптимального функціонування. Найбільш актуальним напрямом в енергетиці на сьогодні є організація цифрових підстанцій [1, 2]. Цифрова підстанція завдяки своїй структурі дозволяє концентрувати повну інформацію про все обладнання в єдиному сховищі, що своєю чергою, дає можливість розробки методів діагностики, спрямованих на комплексну оцінку стану підстанції.

З точки зору моніторингу параметрів різних процесів наразі активно розробляються та застосовуються комп'ютеризовані системи [3–5]. У випадку складних технічних систем комп'ютеризовані системи оперують широкою номенклатурою параметрів, що містять приховану інформацію [6–8].

Високою ефективністю з точки зору розв'язання завдань вилучення прихованої інформації володіють комбіновані підходи [9–11]. Удосконалення методів діагностики цифрових підстанцій може бути реалізовано на основі синтезу двох підходів: натурно-модельного експерименту та теорії діакоптики.

Застосування теорії діакоптики дозволяє отримати уніфікований підхід і моделі для діагностики складних систем різної природи. Використання методології натурно-модельного експерименту дозволяє максимально ефективно використовувати експериментальні дані для налаштування адекватної моделі об'єкта.

Цифрова підстанція являє собою сукупність підсистем перетоку потужності, вимірювальної підсистеми, а також підсистеми передавання даних. Відповідна узагальнена структурна схема подана на рис. 3.1.

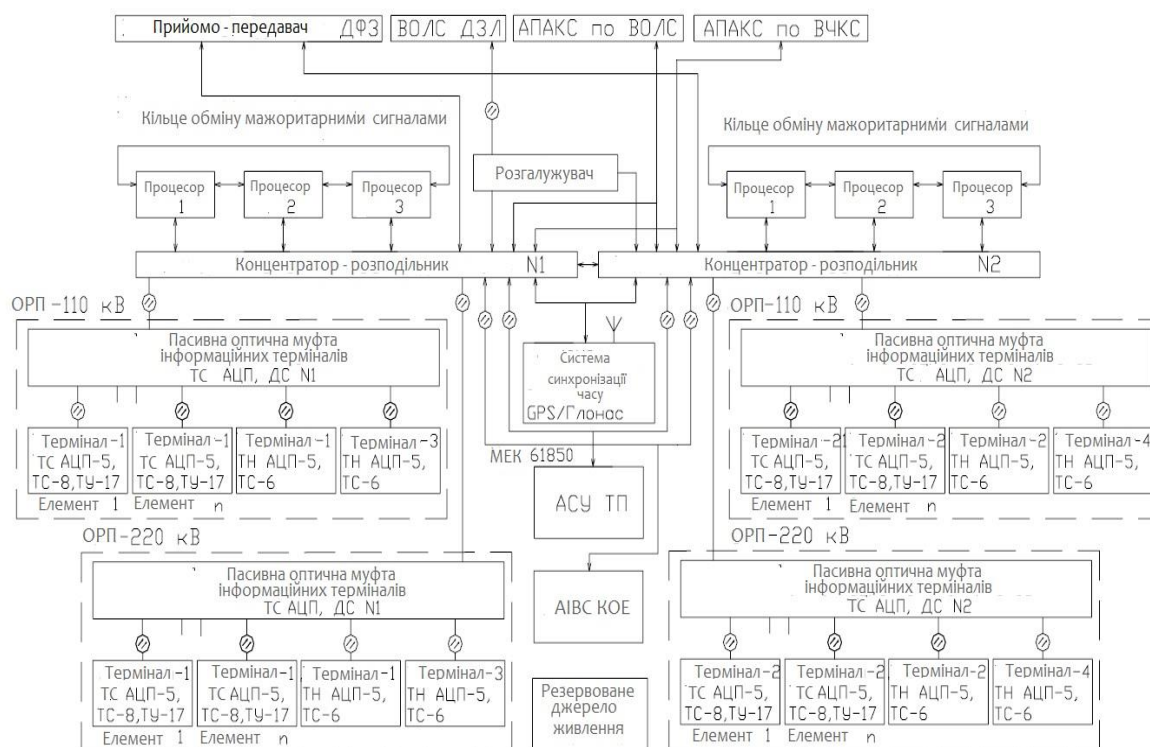


Рисунок 3.1 – Узагальнена структурна схема цифрової підстанції 110/10 кВ

Інформаційний обмін у системах типу «цифрова підстанція» відбувається згідно з протоколом передавання даних MEK-61850.

Базовою ідеєю діакоптики є розв'язання «великої» системи рівнянь шляхом поділу її на складові, що відповідають окремим підсистемам, з подальшим комбінуванням і синтезом розв'язку вихідної системи.

Традиційна реалізація концепції діакоптики використовує теорію тензорного аналізу, аналізу контурів, топологій і декомпозиції. Для застосування методології тензорного аналізу в термінах теорії діакоптики потрібно попередньо визначити модель процесів і відповідних їм підсистем.

Поняття «підсистема» у цьому випадку передбачає можливість не враховувати наявність інших підсистем. Отже, ці підсистеми є незалежними, а рівняння, що їх описують, можуть бути розв'язані окремо.

Виходячи з базових положень тензорної [12] методології, сформульовано такі правила визначення величин, що характеризують працездатність пристроїв, які входять до змодельованої системи:

1. Перетоки потужності та інформації з постійною інтенсивністю λ визначають ідентичне навантаження l пристроїв при зміні структури системи, тобто $l\lambda = l'\lambda'$.

2. Інтеграція окремих систем не викликає жодних змін у моделі, і аналіз складної системи може бути виконаний шляхом розгляду її підсистеми з подальшим застосуванням розв'язку до системи в цілому. Таким чином, при розгляді підсистем і системи в цілому співвідношення між інтенсивностями їхнього навантаження має вигляд $\lambda' = C\lambda$, де C – матриця переходу.

3. Зміна структури системи не призводить до змін основних співвідношень між фізичними величинами, що описують найпростіший елемент, $l' C \lambda = l \lambda$.

Для доповнення системного представлення використовується математичний опис зв'язувальних гілок між підсистемами. Для отримання різних компонентів розділеної системи використовується така система рівнянь:

$$X_{CC} = C^T X_{TT} C + X_{LLD}, X_{CT} = C^T X_{TT}, X_{TC} = X_{TT} C^T \quad (3.1)$$

де X_{TT} – матриця, що містить інформацію про всі підсистеми, X_{LLD} – діагональна матриця зв'язків, C – матриця контурів, заповнена 1 і 0 для опису з'єднань між підсистемами.

З урахуванням системи (3.1) можна в такому вигляді записати загальне представлення про систему:

$$L_T \left\{ \begin{bmatrix} L_A + l_a \\ L_B + l_B \\ \dots \end{bmatrix} \right\} = \left[\begin{array}{c|c} X_{TT} & X_{TC} \\ \hline X_{TC} & X_{CC} \end{array} \right] \left\{ \begin{bmatrix} \Lambda_{A'} \\ \Lambda_{B'} \\ \dots \end{bmatrix} \right\} \Lambda_0$$

$$l_c \left\{ \begin{bmatrix} l'_C + l'_{CC} \end{bmatrix} \right\} \quad \quad \quad [\Lambda_C] \lambda_c \quad (3.2)$$

Використовуючи вираз (3.2) і систему (3.1) при розгляді процесів перетоку потужностей, після підстановки можна записати вираз:

$$L_T = Z_{TT} \Lambda - Z_{TC} Z_{CC}^{-1} Z_{CT} \Lambda_0 = L_0 + L_1 \quad (3.3)$$

де ліва частина є розв'язком задачі для підсистеми, а права частина – повним розв'язком з урахуванням гілок зв'язку. Однак, оскільки значення Λ_0 змінюються з часом, після знаходження цих значень для підсистеми повна модель повинна також бути перерахована.

Для зниження обчислювальних витрат пропонується узагальнений алгоритм, в основі якого використовуються дві ідеї діакоптики. Згідно з першим підходом передбачається, що якщо система спочатку розв'язується відносно деяких номінальних значень, то потім, без необхідності перерахунку всієї задачі, може бути отримане достатньо точне рішення, якщо деякі елементи системи змінюють свій стан.

Математично, розглядаючи систему з n рівнянь відносно їх номінальних значень, можна записати:

$$L_0 = X_0 \Lambda_0 \quad (3.4)$$

де X_0 – системна матриця, Λ_0 – вектор стану системи, L_0 – вектор вхідних впливів. Припускається, що m компонентів системи зазнають відносно значних змін α_i (для $i=1\dots m$). У такому разі система рівнянь (3.5) набуває вигляду.

$$X \Lambda = (X_0 + P \cdot \alpha Q^T) \Lambda = L, \quad (3.5)$$

де X та Λ – нова системна матриця та вектор стану відповідно; P та Q – матриці розміру $n \times m$, що містять лише 0 та ± 1 і вказують розташування змінених елементів вихідної системи рівнянь. Прямий спосіб розв'язання системи (3.5) полягає у факторизації матриці коефіцієнтів з подальшим ітераційним підбором

вектора X . Однак, якщо кількість елементів, що змінили свій стан (m), набагато менша, ніж розмірності системи (n), може бути використане таке вираження:

$$\Lambda = \Lambda_0 - X_0^{-1} Pz, \quad (3.6)$$

де $z = (\alpha^{-1} + Q^T X_0^{-1} P)^{-1} Q^T \Lambda_0$.

Згідно з другим додатково використовуваним підходом для декомпозиції початкової системи використовуються фіктивні роздільники, причому відкрите стан роздільника математично відповідає декомпозиції системи. Цей підхід забезпечує управління розпаралелюванням вирішення всієї системи рівнянь загалом.

Блок-схема розробленого алгоритму представлена на рисунку 2.

Після початкового зчитування системних даних модулем 1.1 пакети даних, що описують окремі підсистеми, відправляються модулем 1.2 в кілька копій розв'язувачів 1.3. Результати, отримані модулями 1.3, передаються в модуль 1.4, який збирає пакети результатів, що надходять від окремих розв'язувачів у довільному порядку, а потім відправляє повний набір результатів для координації в модуль 1.5. Якщо скоординовані оцінки стану задовольняють критерій збіжності, результати виводяться, в іншому випадку оцінка стану передається в модуль 1.2, і цикл обчислень повторюється.

Програма призначена для роботи в багатоядерній системі та може бути використана при кластерній обробці даних. Одним із завдань є мінімізація втрат на передачу даних і координацію одночасного виконання програмних модулів. Розглядаючи одну ітерацію в циклі моделювання, очевидно, що обсяг даних, що передаються між модулями 1.4–1.5 і 1.5–1.2, приблизно в n разів більший, ніж відповідні передачі даних між модулями 1.3–1.4 і 1.2–1.3 (де n позначає кількість активних процесорів, що виконують модуль 1.3). Отже, щоб мінімізувати втрати, передача даних 1.4–1.5 і 1.5–1.2 була зроблена максимально ефективною завдяки розміщенню модулів 1.2, 1.4 і 1.5 (разом з 1.1 і 1.6) на одному процесорі та використанню загального доступу до пам'яті для неявної передачі даних. Така можливість доступна, якщо модулі 1.2, 1.4 і 1.5 реалізовані у вигляді потоків, а не задач. На відміну від цього, зв'язок між

модулями 1.2–1.3 і 1.3–1.4 включає явну передачу даних, оскільки різні копії 1.3 виконуються на різних ядрах, щоб максимізувати переваги, отримані від паралельної структури алгоритму.

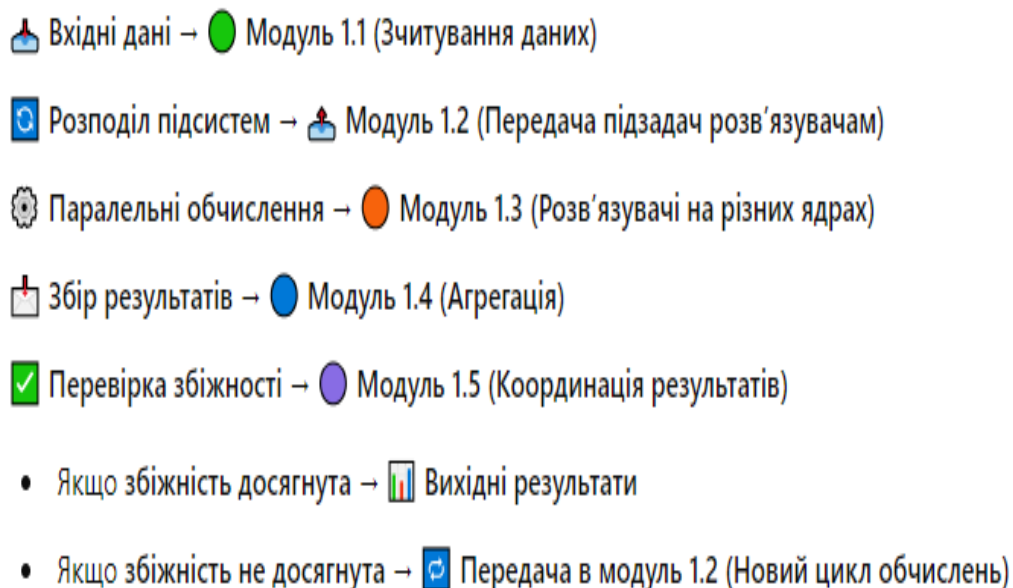


Рисунок 3.2 – Алгоритм роботи підсистеми моделювання

Для такої передачі даних втрати можуть бути мінімізовані шляхом зменшення фактично переданих обсягів даних. Алгоритм забезпечує значне скорочення обсягу переданих даних між модулями 1.2 і 1.3 завдяки обчисленню якобіанів у модулі 1.3 та передачі від 1.3 до 1.4 лише тих стовпців обернених якобіанів, які відповідають кінцевим вузлам розірваних гілок.

Це визнано значним покращенням алгоритму діоптики, оскільки воно зменшує відповідний трафік даних у 10 – 100 разів для типової великомасштабної системи.

У загальному випадку кількість процесорів, доступних для виконання підсистем 1.3, не дорівнює кількості підсистем, на які розбивається система. Тому, крім іншого, необхідно координувати паралельне виконання потоків передачі та отримання даних.

Хоча низько рівнева синхронізація між модулями 1.2–1.3 та 1.3–1.4 забезпечується в рамках процедур програмного середовища, прикладна програма повинна гарантувати, що жоден розв'язувач 1.3 не залишиться бездіяльним, поки деякі пакети даних ще потребують обробки.

Спочатку процес розв'язання починається з надсилання пакетів даних усім доступним процесорам.

Коли модуль 1.4 отримує пакет результатів, процесор, що щойно завершив виконання 1.3, стає доступним.

Щоб максимізувати обчислювальну ефективність, вільна підсистема отримує відповідні дані й запускається без затримки. Це досягається завдяки призначенню потоку, що виконує модуль 1.2, як "термінового" (із вищим пріоритетом, ніж у інших потоків) та примусової зміни розкладу потоків кожні кілька мілі секунд.

Реалізація та апробація запропонованих моделей і алгоритмів

На основі отриманих результатів синтезу моделей для системи діагностики, включаючи аналіз гетерогенної інформації, моделювання вимірювальних пристроїв за допомогою електричних схем, моделювання підсистеми інформаційного обміну та підсистеми перетоків потужності, була розроблена модифікована інформаційна система діагностики цифрових підстанцій на базі технологій National Instruments (NI).

Зокрема, реалізація системи діагностики була здійснена в програмному середовищі NI LabVIEW 2013 із використанням таких модулів: NI OPC Servers, LabVIEW SignalExpress, NI TimeSync, LabVIEW Electrical Power Suite, LabVIEW Math & Analysis

Інтерфейс користувача розробленої інформаційної системи представлений на рис. 3.3.

Запропоновано адаптовану методику оцінки адекватності математичного забезпечення на основі методу натурно-модельних випробувань.

Ця методика відзначається тим, що використовує єдиний механізм для експериментальних перевірок адекватності теоретичних моделей, які представлені у вигляді сукупності функціональних залежностей параметрів окремих компонентів системи та для діагностики систем шляхом порівняння високоточних даних, отриманих у різний час.

Інструментальною основою методики є розроблена в середовищі графічного програмування NI LabVIEW 2013 програма.

Суть методики полягає в забезпеченні багаторазового порівняння різних функціональних залежностей параметрів окремих компонентів.

Виконується порівняння теоретичної залежності та відповідної їй високоточнозаданої залежності, що дає змогу моніторити її стан.

Процес діагностики включає в себе численні процедури порівняння пар параметрів. У кожній парі один параметр є еталонним, а інший – порівнюваним.

При зіставленні теоретичної та високоточної залежності параметра остання вважається еталонною, а теоретична – порівнюваною.

Якщо ж порівнюються два експериментально отримані значення, то еталонною є більш рання залежність, а порівнюваною – більш пізня.

У кожній парі функціональні залежності порівнюються в кожній точці аргументу.

Критерієм оцінки адекватності теоретичних значень є неперевищення максимально допустимого відхилення порівнюваної функціональної залежності від еталонної.

Висновки за результатами порівнянь формуються окремо.

Для тестів, виконуваних на звичайному ПК, апаратна архітектура складається з: процесора Intel Core™ i5 2,4 ГГц (2 ядра), 8 ГБ оперативної пам'яті, ОС Windows 7 Professional

У таблиці наведені результати експерименту з визначення максимальної кількості відключень підсистем, яке може обробити мережа підстанції, не порушуючи наскрізних вимог затримки SV, повідомлень відключення GOOSE та стану GOOSE.

Значний мережевий трафік виникає на підстанції у разі надмірного відключення та генерації численних широкомовних повідомлень GOOSE (що містять стан відключеного автоматичного вимикача).

Ця подія перевантажує мережу і може спричинити додаткові затримки.

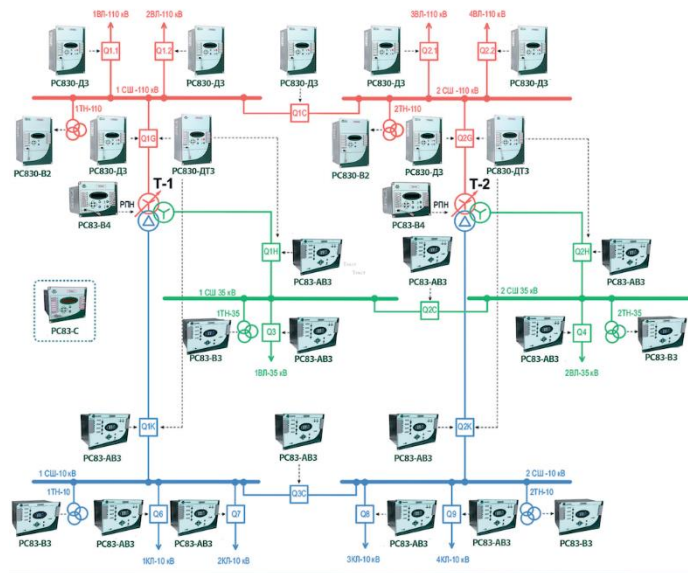


Рисунок 3.3 – Інтерфейс користувача інформаційної системи діагностики цифрових підстанцій на базі технологій National Instruments

Таблиця 3.1 – Середнє, мінімальне, максимальне, відхилення та час затримки стандартного відхилення для повідомлень SV у мілісекундах.

Тип з'єднання	Середнє	Мінімальне	Максимальне	Відхилення	Стандартне відхилення
1. Зірка	0,0432	0,0288	0,1119	0,0001	0,0090
1. Кільце	0,0892	0,0490	0,1801	0,0002	0,0137
2. Зірка	0,0586	0,0464	0,1214	0,0002	0,0129
2. Кільце	0,0966	0,0464	0,2156	0,0009	0,0296
3. Зірка	0,0874	0,0464	0,2519	0,0006	0,0244
3. Кільце	0,1421	0,0464	0,4558	0,0036	0,0602

Таким чином, представлено результати розробки інформаційної системи діагностики основних елементів цифрових підстанцій. Розроблено алгоритмічне та математичне забезпечення інформаційної системи. Створено програмну реалізацію запропонованих рішень у вигляді інформаційної системи, реалізованої на базі технологій компанії National Instruments. Запропоновано методику оцінки адекватності математичного забезпечення на основі методу натурно-модельних випробувань. Представлено результати попередніх досліджень. Перевагою запропонованого рішення є можливість паралельного розв'язання задачі та підвищення оперативності діагностики. Показано, що отримані результати можуть бути використані для автоматизації моніторингу та діагностики, заснованих на засобах імітаційного моделювання.

РОЗДІЛ 4 ОХОРОНА ПРАЦІ ТА ДОВКІЛЛЯ

4.1 Організація роботи служби з охорони праці та довкілля

Служба охорони праці створюється на підприємствах з кількістю працівників 50 і більше. На підприємстві з кількістю працівників менше 50 осіб функції служби охорони праці можуть виконувати в порядку сумісництва особи, які мають відповідну підготовку.

На підприємстві з кількістю працівників менше 20 осіб для виконання функцій служби охорони праці можуть залучатися сторонні спеціалісти на договірних засадах, які мають відповідну підготовку.

Зазвичай виокремлення служби охорони праці як такої в структурі підприємства не практикується. Її функції покладаються на традиційні структурні підрозділи – відділи охорони праці (відділи охорони праці та промислової безпеки, охорони праці та пожежної безпеки).

Підпорядковується служба охорони праці згідно із законодавством безпосередньо роботодавцеві. Проте роботодавець може доручити функціональне управління (кураторство) діяльністю служби іншій посадовій особі, скажімо, головному інженерові, заступникові директора з охорони праці тощо.

Покладення таких обов'язків потрібно закріпити наказом або відобразити в посадовій інструкції уповноваженої особи. Робота служби охорони праці підприємства має здійснюватись відповідно до плану роботи та графіків обстежень, затверджених роботодавцем.

4.2 Протипожежна безпека і грозозахист

Блискавко захист – це комплекс захисних захистів від блискавки, які гарантують безпеку людей, збереження людей і споруд, обладнання та матеріалів від вибухів, загоряння й руйнування. Найпростішими і надійними

засобами від блискавки є створення блискавковідводів. Схема блискавкозахисту будівлі показана на рис. 4.1.

Струмопровід виконується сталлю стрічкою перерізом 25...30 мм або дротом не менше 6 мм. Заземлення виконується кутовою сталлю, трубами на відстані від установки не менше 4,5 м. Опір розтікання не повинен перевищувати 15....20 Ом.

Приймаємо початкову висоту блискавковідводу 8 метрів. Визначаємо радіус конуса, в якому ймовірність попадання 95%, через висоту конуса h за формулою (4.1):

$$R_0 = 1.5 \cdot h, \text{ м. } R_0 = 1,5 \cdot 8 = 12 \text{ м.}$$

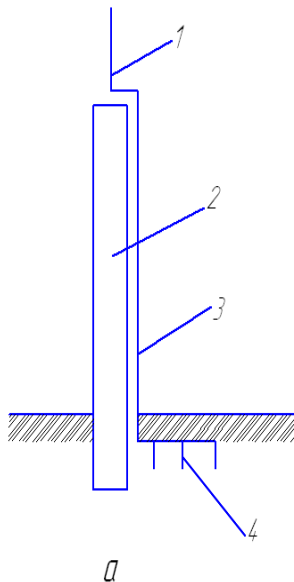


Рисунок 4.1 – Схема блискавко захисту конструкції; 1 – блискавко приймач,

2 – блискавко провідник; 3 – опора, 4 – заземлювач.

Для будинку довжиною L кількість одиночних блискавковідводів визначаємо через радіус конуса R_0 в якому ймовірність попадання 95% за формулою:

$$Nb = \frac{L}{2R_0}, \text{ шт, } Nb = \frac{86}{2 \cdot 4} = 11 \text{ шт.}$$

Усі з'єднання в процесі монтажу системи блискавко захисту (Блискавко приймач – струмовідвід, струмовід – заземлювач) виконують за допомогою зварювання. Болтові з'єднання застосовують лише для тимчасових блискавко захисних пристроїв.

4.3 Функції служби охорони праці

1. Підготовка проектів наказів (розпоряджень) з питань охорони праці і внесення їх на розгляд роботодавцю. Проведення спільно з представниками інших структурних підрозділів і за участю представників професійної спілки підприємства або, за її відсутності, уповноважених найманими працівниками осіб із питань охорони праці перевірок дотримання працівниками вимог нормативно-правових актів з охорони праці.

2. Проведення з працівниками вступного інструктажу з питань охорони праці.

3. Ведення обліку та проведення аналізу причин виробничого травматизму, професійних захворювань, аварій на виробництві, заподіяної ними шкоди.

4. Забезпечення належного оформлення і зберігання документації з питань охорони праці, а також своєчасної передачі її до архіву для тривалого зберігання згідно з установленим порядком.

5. Складання звітності з охорони праці за встановленими формами.

6. Складання за участю керівників підрозділів підприємства переліків професій, посад і видів робіт, на які повинні бути розроблені інструкції з охорони праці, що діють в межах підприємства, надання методичної допомоги під час їх розроблення.

Служба охорони праці:

- складає за участю керівників підрозділів, служб головних спеціалістів (головного технолога, головного механіка, головного енергетика, головного 60 металурга, інших фахівців), служби організації праці та заробітної плати переліки професій і видів робіт, для яких повинні бути розроблені інструкції, надає методичну допомогу під час їх розроблення;

- бере участь у розробленні інструкцій, зокрема на основі нормативно правових актів з охорони праці, забезпечення якими підрозділів покладено на службу;

- реєструє інструкції, що вводяться в дію (переглядаються) в журналі реєстрації інструкцій з охорони праці на підприємстві;
- видає примірники інструкцій керівникам структурних підрозділів (служб) з реєстрацією в журналі обліку видачі інструкцій з охорони праці на підприємстві;
- систематично контролює своєчасність розроблення нових і відповідність чинних інструкцій вимогам законодавства, періодичність перегляду та своєчасність внесення змін і доповнень до них;
- забезпечує підрозділи стандартами, іншими нормативно-технічними та організаційно-методичними документами з охорони праці.

7. Інформування працівників про основні вимоги законів, інших нормативно-правових актів та актів з охорони праці, що діють в межах підприємства.

8. Розгляд:

- питань про підтвердження наявності небезпечної виробничої ситуації, що стала причиною відмови працівника від виконання дорученої роботи відповідно до законодавства (у разі необхідності);
- листів, заяв, скарг працівників підприємства, що стосуються питань додержання законодавства про охорону праці.

9. Організація:

- забезпечення підрозділів нормативно-правовими актами з охорони праці та актами з охорони праці, що діють в межах підприємства, посібниками, навчальними матеріалами з цих питань;
- роботи кабінету з охорони праці, підготовки інформаційних стендів, кутків з охорони праці тощо;
- нарад, семінарів, конкурсів тощо з питань охорони праці;
- пропаганди з питань охорони праці з використанням інформаційних засобів.

10. Участь у:

- розслідуванні нещасних випадків, професійних захворювань та аварій на виробництві;
- складанні санітарно-гігієнічної характеристики умов праці працівників, які проходять обстеження щодо наявності професійних захворювань (отруєнь);
- проведенні внутрішнього аудиту охорони праці та атестації робочих місць за умовами праці;
- роботі комісій з приймання в експлуатацію закінчених будівництвом, реконструкцією або технічним переозброєнням об'єктів виробничого та соціально-культурного призначення, відремонтованого або модернізованого устаткування в частині дотримання вимог охорони (безпеки) праці;
- розробленні положень, інструкцій, розділу «Охорона праці» колективного договору, інших актів з охорони (безпеки) праці, що діють у межах підприємства;
- складанні переліків професій і посад, згідно з якими працівники повинні проходити обов'язкові попередні і періодичні медичні огляди;
- організації навчання з питань охорони праці; роботі комісії з перевірки знань з питань охорони праці.

4.4 Захист від стихійних лих

Для відпрацювання навичок і дій під час виникнення надзвичайних ситуацій регулярно проводять:

- навчання керівництва і фахівців у навчально-методичних центрах цивільного захисту та безпеки життєдіяльності;
- індивідуальне навчання з цивільного захисту на підприємстві;
- тренування штабів із ліквідації наслідків надзвичайних ситуацій в електричних мережах спільно зі створюваними місцевими органами влади та штабами з ліквідації наслідків природних надзвичайних ситуацій;
- навчання штабів і тренування дій у разі аварій на радіаційних та хімічно небезпечних об'єктах; відпрацювання дій у разі артилерійського обстрілу

населених пунктів (укриття працівників у підвальних і напівпідвальних приміщеннях).

Для захисту виробничих об'єктів від стихійних лих на підприємствах розробляють:

- плани організаційно-технічних заходів із запобіганням надзвичайним ситуаціям;
- плани ліквідації та локалізації аварійних ситуацій;
- схеми взаємодії з головним управлінням із питань надзвичайних ситуацій під час ліквідації наслідків надзвичайних ситуацій;
- графіки тренувань із цивільного захисту та пожежної безпеки;
- програма проведення інструктажів із цивільного захисту техногенної безпеки.

РОЗДІЛ 5. ТЕХНІКО-ЕКОНОМІЧНЕ ОБҐРУНТУВАННЯ ЕФЕКТИВНОСТІ ВИКОРИСТАННЯ СИСТЕМИ РЕЛЕЙНОГО ЗАХИСТУ, ТЕЛЕМЕХАНІКИ ТА АВТОМАТИКИ ТРАНСФОРМАТОРНОЇ ПІДСТАНЦІЇ 110/10 кВ

5.1 Обґрунтування економічної ефективності використання системи релейного захисту, телемеханіки та автоматики трансформаторної підстанції 110/10 кВ

Економічна ефективність впровадження методики моделювання системи релейного захисту, телемеханіки та автоматики трансформаторної підстанції 110/10 кВ визначається сферою її застосування. На етапі проектування підстанції 110/10 кВ ця методика сприяє зменшенню часу, необхідного для обґрунтування вибору майданчика, комплектації обладнання, а також прогнозування обсягів генерації та споживання електроенергії. Під час експлуатації системи релейного захисту, телемеханіки та автоматики трансформаторної підстанції 110/10 кВ економічний ефект досягається завдяки своєчасному виявленню відхилень у роботі підстанції від прогнозованих оптимальних режимів. Кількісну оцінку цих відхилень можна отримати на основі результатів натурних випробувань діючих енергетичних установок із постійним моніторингом режимів роботи системи релейного захисту, телемеханіки та автоматики. Графічний аналіз результатів моделювання у порівнянні з поточними показниками ефективності системи релейного захисту, телемеханіки та автоматики трансформаторної підстанції 110/10 кВ дає змогу своєчасно виявляти відхилення у роботі підстанції від прогнозованих режимів і обґрунтовувати необхідні заходи для їх оперативного усунення.

Економічний ефект при цьому досягається за рахунок підвищення продуктивності системи релейного захисту, телемеханіки та автоматики, а також зниження вимог до кваліфікації операторів або користувачів трансформаторної підстанції 110/10 кВ і скорочення кількості обслуговуючого персоналу.

ВИСНОВКИ І ПРОПОЗИЦІЇ

У роботі представлена модель трансформатора струму (ТТ), яка дозволяє аналізувати роботу релейного захисту в перехідних режимах, враховуючи наявність остаточної магнітної індукції в досліджуваному ТТ. Дослідження показали, що негативні впливи переходу та остаточної намагніченості значно позначаються на всіх вимірних параметрах, що може призвести до неправомірної роботи або відмови пристроїв релейного захисту (РЗ).

Одним із можливих рішень цієї проблеми є використання трансформаторів струму з обмеженою остаточною магнітною індукцією, що мають класи точності TPZ, TPY і PR, що здатне зменшити ризик неправильної роботи РЗ. Проте навіть у таких випадках, при великих значеннях аперіодичної складової (АС) первинного струму, існує ймовірність некоректної роботи трансформатора струму.

Досліджено проблему роботи релейного захисту в перехідних режимах, що супроводжуються насиченням трансформатора струму. Для цього застосовано метод імітаційного моделювання в середовищі MATLAB Simulink. Для візуалізації результатів використано метод розподілу змінних.

У результаті проведеного дослідження з'ясовано, що відповідно до вимог стандарту ДСТУ 58669-2019, який описує найгірші умови для трансформаторів струму в перехідному режимі, робота трансформатора струму в таких умовах може значно вплинути на точність роботи релейного захисту, який базується на струмовому, дистанційному чи диференційному принципах. Насичення трансформатора струму може призвести як до помилкових спрацьовувань релейного захисту, так і до його несправності.

За результатами дослідження встановлено, що найбільший вплив на роботу захисту має наявність аперіодичної складової в первинному струмі короткого замикання. Затримка відновлення поточного значення струму короткого замикання може досягати 0,3 секунди, що співвідноситься з часом спрацьовування другорядних ступенів захисту для мікропроцесорних пристроїв. Найвищі рівні магнітного струму, найбільша кутова похибка та

значна присутність другої гармонії у вторинному струмі короткого замикання спостерігалися при великих значеннях постійної часу аперіодичної складової в первинному струмі та наявності залишкової магнітної індукції в трансформаторі струму.

ПЕРЕЛІК ВИКОРИСТАНИХ ПОСИЛАНЬ

1. Гловацький В. Г., Пономарьов І. В. Релейний захист та автоматика розподільчих мереж. – 2003. 254 с.
2. Чернобровов Н. В. Семенов В. А. Релейний захист енергетичних систем. – Энергоатоміздат, 1998. 224 с.
3. Правила улаштування електроустановок, вид. 3-тє, перероб. і дод. – Мінпаливенерго України, 2010. 274 с.
4. Беркович М. А., Комаров А. М., Семенов В. А. Основи автоматики енергосистем. М., «Енерговидав». 1985. 354 с.
5. Куликов Ю. А. Перехідні процеси в електричних системах НГТУ, 2006. 223 с.
6. Файбісович Д. Л. Довідник із проектування електричних мереж – НЦ ЄНАС, 2005. 254 с.
7. Романюк Ю. Ф. Електричні системи та мережі: навчальний посібник. – Івано-Франківськ: Факел, 2004. – 272 с.
8. Рішення АББ для розподільчих мереж [Електронний ресурс] / URL: https://voltline.ua/files/voltline/reg_files/abb_seti_final.pdf.
9. Бардик Є.І., Безбереж'єв Ю.В. Перехідні електромагнітні процеси в електроенергетичних системах: Методичні вказівки. Київ НТУУ «КПІ» ФЕА, 2013 – 33 с.
10. Khalyasmaa A.I., Senyuk M.D., & Eroshenko S.A. (2021). Analysis of the State of High-Voltage Current Transformers Based on Gradient Boosting on Decision Trees. IEEE Transactions on Power Delivery.36(4). pp.2154-2163
11. Kuzhekov S.L., Degtyarev A.A., Doni N.A., et al. Analysis of the non-selective actions of differential collecting busbar protection during external single-phase short circuits with saturation of the current transformer in an fault-free phase. Rel. Zashch. Avtomat. 2019. № 1. 28 – 36.
12. Naseri F., Kazemi Z., Arefi M.M, et al. Fast discrimination of transformer magnetizing current from internal faults: An extended Kalman filter-based approach. IEEE Trans. Power Del. 2018.V. 33. № 1. pp. 110-118.

ДОДАТКИ

А.1 Методи аналізу роботи пристрою релейного захисту в перехідному режимі, який супроводжується насиченням трансформатора струму

Для моделювання ТТ використовується схема заміщення на рис 2.1. За відсутності впливу сторонніх факторів, струм вторинної обмотки ТТ буде лінійно пропорційний первинного струму. В ідеальному ТТ повністю відсутні втрати, що моделюються нагріванням сердечника та струмом намагнічування [5]

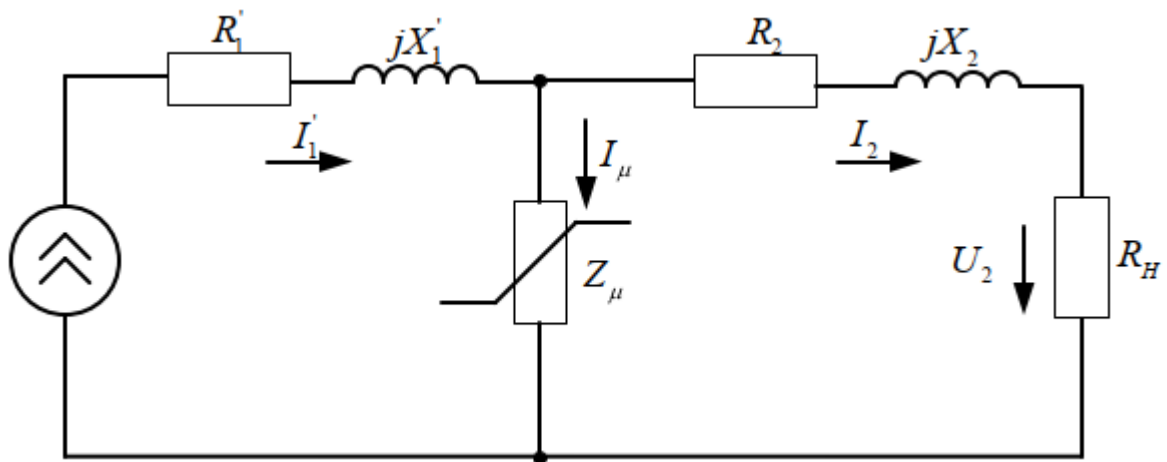


Рисунок А2.1 – Еквівалентна модель трансформатора струму

В умовах насичення сердечників трансформаторів струму (ТТ), як показали дослідження, проведені в Новочеркаському політехнічному інституті А. Д. Дроздовим і В. П. Глуховим [6], допустимо не враховувати приватні цикли перемагнічування сердечників, виражені у вигляді гістерезису, що притаманні всім видам магнітних матеріалів [7], для ТТ з використанням однозначної характеристики намагнічування.

При насиченні, коли величина магнітної індукції змінюється з одного крайнього положення в інше, вплив самого шляху, визначеного гістерезисом, є незначним. Отже, застосування прямокутної характеристики намагнічування (далі ПХН), представленої на рис. А2 а, є ідеальним випадком і справедливим для схеми заміщення ТТ на рис. А2 б.

У той же час реальна характеристика намагнічування ТТ має нахил лінійної частини, відмінний від 90 градусів. Через це більш близькою до реальної характеристики ТТ стає спрямована характеристика намагнічування (далі СХН). Надалі такі характеристики намагнічування будемо називати спрощеними.

Однією з цілей цієї роботи є аналіз коректності використання СХН для розрахунку часу до насичення [8] (далі ЧДН) ТТ і визначення розрахункових параметрів ТТ у нормальному режимі при застосуванні СХН із нахиленою лінійною ділянкою.

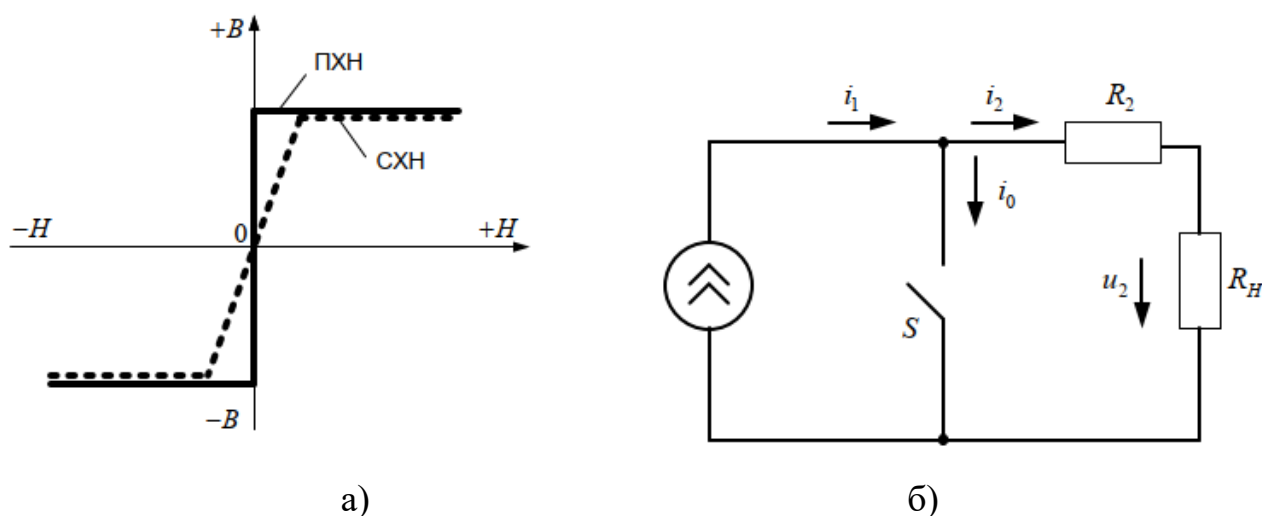


Рисунок А2.2 – Спрощені характеристики ТТ (а) спрощена схема заміщення ТТ із ПХН (б).

Основу моделі становлять відомі рівняння ТТ [9], виражені в системі (1). У першу чергу в моделі визначається робоча магнітодвижуча сила (F_{sat} , А), зумовлена наявністю струму намагнічування ТТ. Струм намагнічування визначається як різниця між первинним (i_1 , А) і вторинним струмом (i_2 , А).

Геометричними показниками, що характеризують магнітопровід ТТ, є довжина середньої силової лінії магнітного поля (L_{cp} , м) і площа поперечного перерізу (S , м²). Наявність інформації про L_{cp} дозволяє визначити напруженість магнітного поля в осерді (H , А/м), створювану струмом намагнічування.

Оскільки для моделі застосовується ПХН або СХН, то перша похила ділянка характеристики ($B_{sat.off}$, Тл) моделюється за допомогою коефіцієнта пропорційності, що залежить від відносної магнітної проникності матеріалу

осердя (μ_r , о.о.) і магнітної сталі ($\mu_0 = 4\pi \cdot 10^{-7}$ Гн/м). Якщо необхідно змодельовати ТТ із ПХН, то коефіцієнт пропорційності (а отже, відносна магнітна проникність матеріалу осердя) повинен прагнути до нескінченності.

Для моделювання магнітної індукції з урахуванням насичення ($\max(B)$, $\min(B)$, Тл) застосовується блок PS Saturation, який дозволяє обмежити зміни магнітної індукції. Величина магнітної індукції насичення ТТ визначається характеристикою сталі магнітопроводу [10].

За величиною магнітної індукції та площею поперечного перерізу магнітопроводу можна знайти значення магнітного потоку в осерді ТТ (Φ , Вб), а потім через кількість витків вторинної обмотки (w_2) визначити сумарний потікозчеплення (Ψ_2 , Вб). За законом електромагнітної індукції обчислюється вторинна ЕРС ТТ (e_2 , В) як похідна потікозчеплення за часом. Для визначення напруги на виводах вторинної обмотки (u_2 , В) необхідно від отриманої ЕРС відняти падіння напруги на активному опорі вторинної обмотки (R_2 , Ом) та індуктивності розсіювання вторинної обмотки (L_2 , Гн).

Повна система рівнянь ТТ з урахуванням уведених позначень запишеться як:

$$\left\{ \begin{array}{l} F_{sat} = i_1 w_1 - i_2 w_2; \\ H = \frac{F_{sat}}{L_{cp}}; \\ B = B_{sat.off} = \mu_0 \mu H; \\ B(0) = B_{res}; \\ \max(B) = B_{sat}; \\ \min(B) = -B_{sat}; \\ \Phi = BS; \\ \psi_2 = \Phi w_2; \\ e_2 = \frac{d\psi_2}{dt}; \\ u_2 = e_2 - i_2 R_2 - L_2 \frac{di_2}{dt} \end{array} \right. \quad (2.13)$$

Для аналізу роботи трансформаторів з спрощеними характеристиками намагнічування була розроблена імітаційна модель трансформаторів (рис. 2.3) в

програмній середовищі MATLAB Simulink [11] з використанням блоків бібліотеки Simscape.

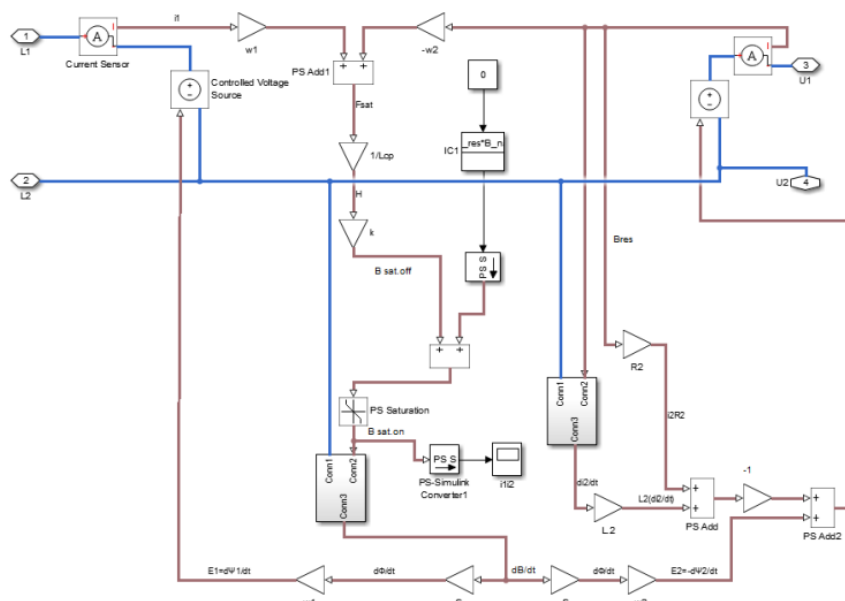


Рисунок А2.3 – Імітаційна модель трансформатора в програмному середовищі MATLAB Simulink.

З використанням представленої моделі трансформатора проводилося зняття вольтамперної характеристики (далі ВАХ) від джерела змінного струму (рис. А2.4). Фіксувалися діючі значення струму та напруги намагнічування на вторинній обмотці трансформатора.

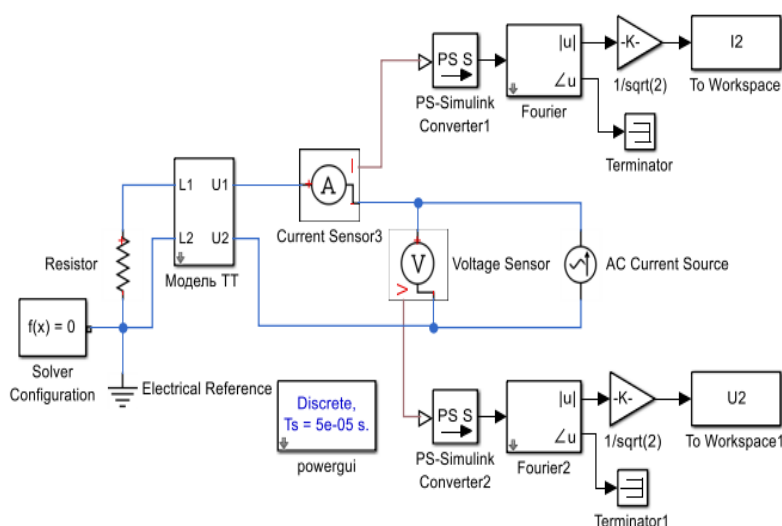


Рисунок А2.4 – Схема для зняття ВАХ досліджуваної моделі трансформатора.

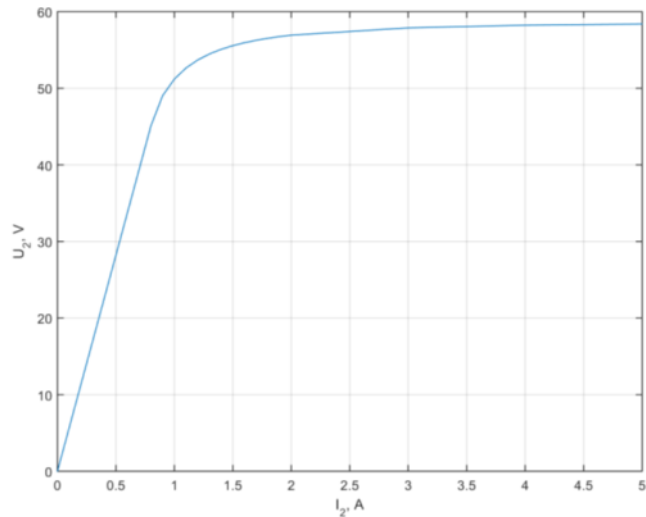


Рисунок А2.5 – ВАХ, отримана на досліджуваний моделі трансформатора.

Аналіз першого лінійного ділянки ВАХ: Нахил лінійного ділянки ВАХ характеризується тільки параметрами матеріалу магнітопроводу в ненасиченому стані. При наявності в магнітопроводі повітряного зазору, який використовується в ТТ класів точності PR, TPY, TPZ, характеристика на лінійній ділянці буде більш пологою (схожою на СХН), відповідно, і величина похибки ТТ в нормальному режимі та в режимі до насичення у таких ТТ буде вища, ніж у ТТ з характеристикою, близькою до ПХН. Межі нормованої похибки при роботі на лінійному ділянці ВАХ представлені в таблиці 2.1.

Таблиця 2.1 – Межі допустимих похибок вторинних обмоток трансформаторів струму (ТТ) для захисту

Клас точності	Межа допустимої похибки				
	При номінальному первинному струмі			Повний при струмі номінальної граничної кратності ε,%	При перехідному режимі, %
	Струмове, %	Кутова			
		хв	град		
5P, 5PR	±1	≈60	±1,8	5	Не нормують
10P, 10PR	±3	Не нормують	Не нормують	10	Не нормують
TPY	±1	≈60	± 1,8	10	ε _{max} <10
TPZ	±1	180 ± 18	5,3 ± 0,6	10	ε _{ac max} <10

Отже, найменший кут нахилу лінійного ділянки ВАХ обмежений межею допустимої похибки при номінальному первинному струмі, оскільки саме в цьому режимі робоча точка ТТ буде гарантовано знаходитися на цьому ділянці СХН. Оскільки ТТ знаходиться на лінійному ділянці, спотворення форми струму та напруги не виникне. Отже, можна використовувати вирази для діючих значень струмів і напруг та визначати опори змінному струму, які будуть справедливими при роботі ТТ на лінійному ділянці СХН [12]. Використовуючи закон Ома, визначимо вираз для діючого значення напруги намагнічування:

$$U_{\text{нам}} = X_{\mu} \cdot I_{\mu} \quad (2.14)$$

де X_{μ} – індуктивний опір гілки намагнічування; I_{μ} – діюче значення струму намагнічування (рис. А2.6).

Опір X_{μ} є коефіцієнтом пропорційності, що пов'язує величини I_{μ} та $U_{\text{нам}}$. Чим менша величина X_{μ} , тим менший кут нахилу відносно горизонтальної осі буде мати лінійний ділянку СХН. Згідно з [13] опір гілки намагнічування прийнято чисто індуктивним через малі активні втрати в сердечнику ТТ. Усі опори, струми та напруги прийняті модулями їх значень. Також нехтуємо опором розсіювання вторинної обмотки ТТ і вважаємо, що вторинне навантаження ТТ R_H має чисто активний характер. В результаті отримаємо схему заміщення ТТ на рис. 2.6 для аналізу роботи ТТ при синусоїдальних струмах (у нормальному встановленому режимі).

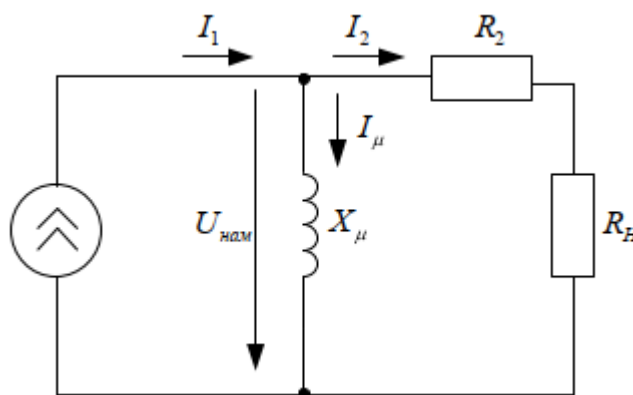


Рисунок А2.6 – Схема заміщення ТТ при протіканні синусоїдальних струмів.

Нахил лінійного ділянки СХН безпосередньо впливає на постійну часу вторинного контуру ТТ, яка визначається як:

$$T_s = \frac{L_\mu}{R_2 + R_H} = \frac{X_\mu}{(R_2 + R_H)\omega} \quad (2.15)$$

де ω – кутова частота мережі, рад/с.

Величини струмів у схемі заміщення розподіляються обернено пропорційно опорам паралельних гілок:

$$\frac{I_\mu}{I_2} = \frac{R_2 + R_H}{X_\mu} \quad (2.16)$$

Виражаючи X_μ через постійну часу вторинного контуру (2.15) і підставляючи результат у вираз (2.16), отримуємо:

$$\frac{I_\mu}{I_2} = \frac{R_2 + R_H}{T_s (R_2 + R_H)\omega} = \frac{1}{T_s \omega} \quad (2.17)$$

Згідно з [18], відношення струму I_μ визначає величину токової похибки ТТ. Для режиму з номінальним первинним струмом за таблицею 2.1 відношення струмів I_μ для ТТ класу точності 5Р, 5PR, TPZ, TPY становить 0,01. Для ТТ класу точності 10Р, 10PR аналогічне відношення складе 0,03. Тоді на основі формули (2.18):

$$T_s = \frac{1}{f_i \omega} \quad (2.18)$$

Отже, при частоті мережі 50 Гц та номінальних синусоїдальних струмах постійна часу вторинного контуру ТТ не повинна бути меншою за:

1. 318 мс для ТТ класів 5Р, 5PR, TPZ, TPY;
2. 106 мс для ТТ класів 10Р, 10PR.

Таким чином, вимоги до похибки ТТ при їх роботі в нормальному режимі, встановлені в таблиці 1, автоматично виконуються, якщо ТТ матиме вказані вище постійні часи вторинного контуру.

Далі модель ТТ інтегрується в представлену схему первинної мережі (рис. 2.7). АС моделюються шляхом завдання постійної часу через параметри активного та індуктивного опору, та включення схеми в момент фази кута напруги, рівного нулю (рис. А2.8).

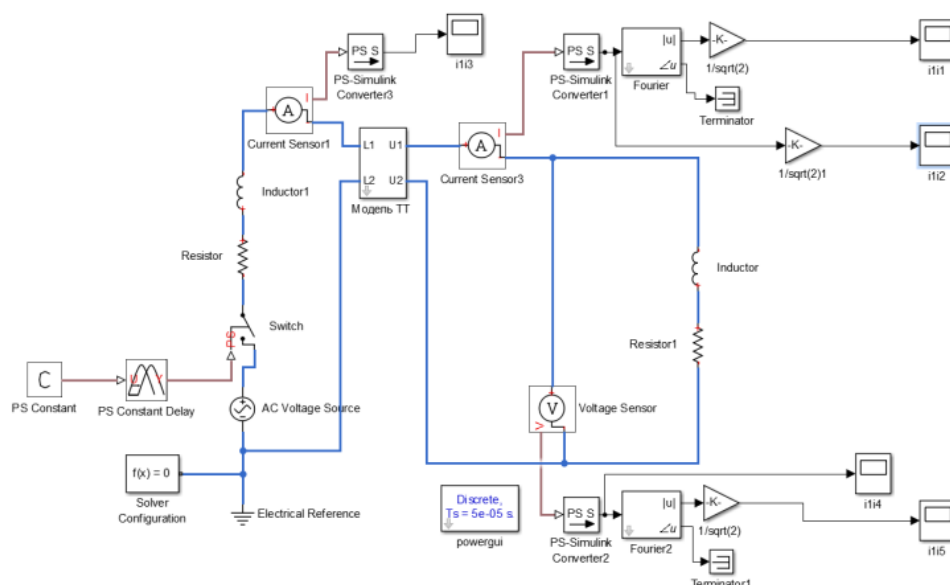


Рисунок А2.7 – Первинна схема з використанням моделі трансформатора струму.

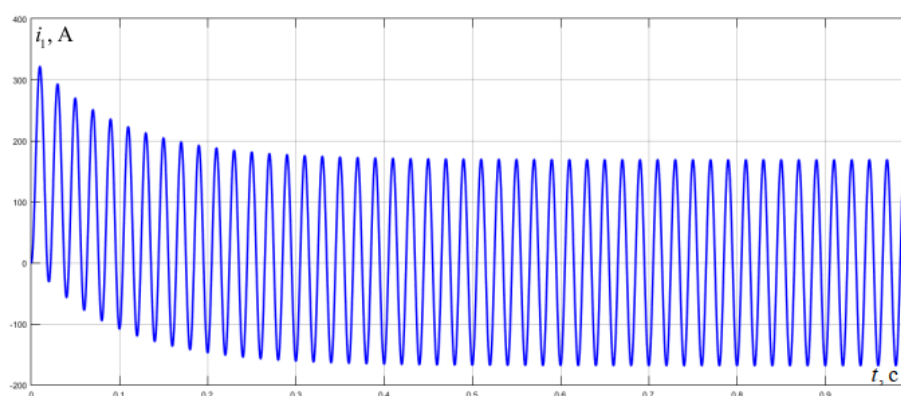


Рисунок А2.8 – Зміна величини миттєвого значення первинного струму короткого замикання з АС.

Остаточна магнітна індукція в моделі врахована відповідно до пункту ДСТУ-58669-2019, де вказано, що її величина дорівнює 86% від граничної величини індукції насичення.

Величина залишкової намагніченості може бути змодельована двома способами:

Перший спосіб передбачає просте накладення постійної величини (константи) на функцію зміни магнітної індукції (рис. А2.9).

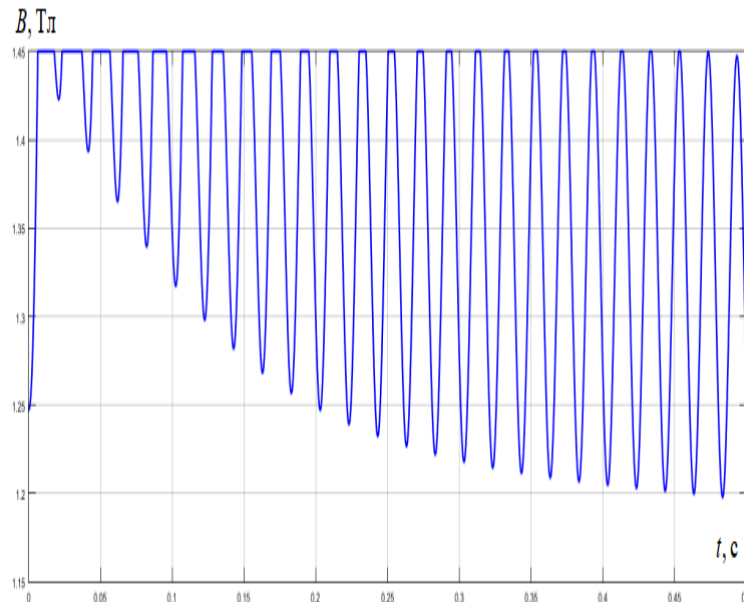


Рисунок А2.9 – Залежність зміни магнітної індукції у часі при моделюванні залишкової магнітної індукції постійною незмінною величиною.

Вказаний спосіб являє собою модель, при якій величина залишкової магнітної індукції не зменшується з часом, і, отже, розмагнічування ТТ не відбувається навіть при тривалому протіканні великої величини струму короткого замикання. Ця модель підходить тільки для визначення першого моменту виходу ТТ в режим насичення і повністю відповідає ДСТУ-58669-2019, оскільки в представленому стандарті не регламентується розмагнічування ТТ з часом.

Для пристроїв релейного захисту та автоматики вищезгаданий режим є надто жорстким. Через повну відсутність розмагнічування слід вважати, що трансформатор струму ніколи не вийде з режиму насичення.

Тому для більш точного аналізу розроблений наступний варіант моделювання залишкової магнітної індукції.

Другий спосіб реалізовано за допомогою застосування блоку «Initial condition» програмної середовища MATLAB Simulink.

Наявність АС в первинному струмі короткого замикання обумовлює появу додаткового магнітного потоку, який накладається на магнітний потік, створений періодичною складовою [14]. Через відсутність зміни знаку, магнітний потік, створений АС струму короткого замикання, має накопичувальний ефект і займає вільну частину магнітопроводу ТТ (рис. А2.10).

При досягненні граничної величини магнітного потоку ТТ переходить в режим насичення, при якому періодична складова струму короткого замикання трансформується з великою похибкою (рис. А2.11).

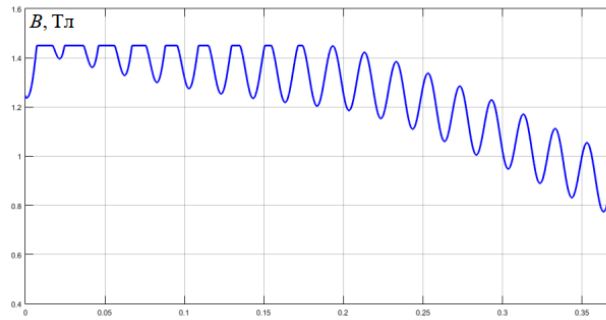


Рисунок А2.10 – Зміна величини магнітної індукції ТТ при впливі аперіодичної складової струму короткого замикання.

Застосування блоку «Initial condition» дозволяє задати лише початкові стартові умови для запуску системи, при цьому подальший вплив на систему, на відміну від першого випадку, буде повністю виключений. З часом система повертається до свого встановленого режиму, що є більш точним відображенням процесів, що відбуваються насправді.

Далі для аналізу поведінки пристроїв релейного захисту та автоматики буде використано другий варіант моделювання залишкової магнітної індукції.

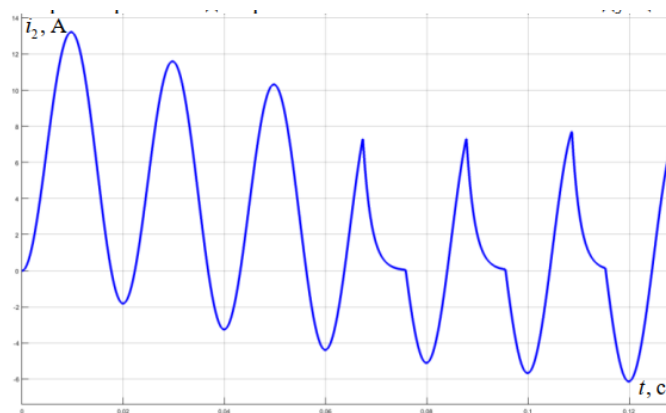


Рисунок А2.11 – Зміна величини вторинного струму короткого замикання з АС, що дорівнює 0,1 с.

Для оцінки впливу роботи ТТ в перехідному режимі на дію релейного захисту розглядаються наступні ключові параметри [15]:

1. Зміна діючого значення вторинного струму короткого замикання (КЗ);
2. Зміна діючого значення струму намагнічування ТТ;
3. Зміна кутової похибки вторинного струму КЗ;

4. Вимірювання змісту частки другої гармоніки у вторинному струмі ТТ.

Для ТТ розглядається режим при номінальних параметрах при струмах номінальної граничної кратності. Частка залишкової намагніченості сердечника становить 86%.

Головним критерієм для оцінки є вимірювання того моменту часу, при якому ТТ входить у допустимий клас точності роботи (табл. 2.2) (рис. 2.12).

Таблиця 2.2 – Залежність часу відновлення діючого значення вторинного струму КЗ від величини T_a

$T_a, \text{с}$	0,01	0,05	0,1	0,15	0,20	0,25	0,30
$t, \text{с}$	0,05	0,11	0,19	0,23	0,27	0,3	0,33

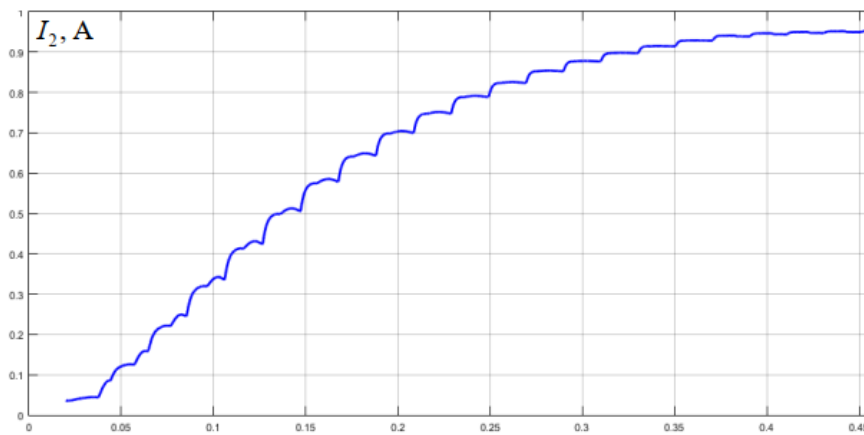


Рисунок А2.12 – Залежність зміни діючого значення (в долях) вторинного струму короткого замикання від часу при номінальних параметрах при величині T_a , рівній 0,3 с.

Вимірювання діючого значення вторинного струму короткого замикання актуальне для роботи перших ступенів токових захистів (ТО, ТНЗНП) при близьких коротких замиканнях в зоні їх дії. Це допомагає забезпечити коректну спрацьовку захисту, а також швидке і точне реагування на короткі замикання, що дозволяє мінімізувати можливі пошкодження в електричній мережі.

Час, при якому ТТ починає працювати з допустимою похибкою, є часом затримки спрацьовування захисту. Критерієм для діючого значення є момент, при якому частка величини струму досягає 90%. Головною небезпекою

затримки спрацювання є те, що можуть неспеціфічно спрацювати захисти, які є резервними для розглядуваного приєднання. Для системоутворюючих зв'язків затримка спрацювання захисту може призвести до порушення динамічної стійкості (рис. А2.13) [16].

Оскільки при визначенні діючих значень струм намагнічування є тією часткою первинного струму, яка не зафіксована у вторинному струмі, то умовою для його визначення є різниця між величиною діючого значення первинного та вторинного струму.

$$I_{\mu} = I_1 - I_2 \quad (2.19)$$

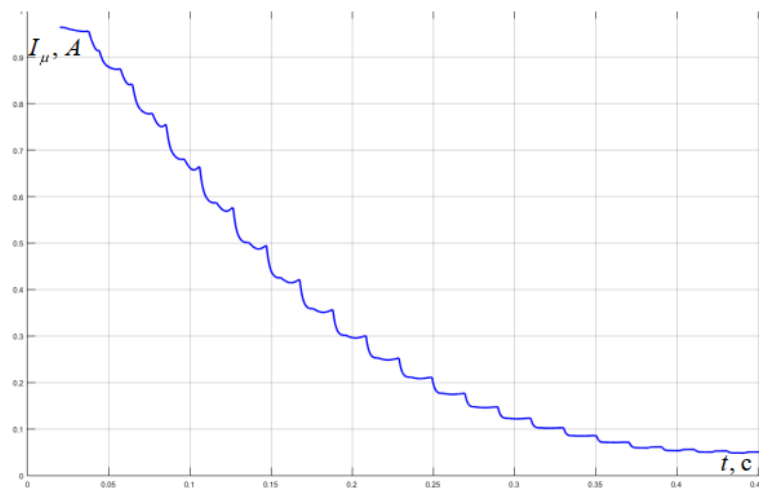


Рисунок А2.13 – Залежність зміни струму намагнічування (в долях) при номінальних параметрах при величині T_a рівній 0,3 с.

Вимірювання величини струму намагнічування є актуальним для електромеханічних диференціальних захистів шин та силових трансформаторів, оскільки в разі зовнішніх близьких коротких замикань саме струм намагнічування є розрахунковим струмом небалансу в захисті. Збільшення струму небалансу вище величини уставки може призвести до хибного спрацювання диференціального захисту [17].

Аналіз зміни величини кута вторинного струму при роботі ТТ в режимі насичення є актуальним для дії направлених захистів. До таких захистів відносяться дистанційний захист, направлений високочастотний захист (НВЧЗ), диференціально-фазний захист (ДФЗ) тощо (табл. 2.3).

Таблиця 2.3 – Максимальна спостережувана кутова похибка в залежності від величини T_a

$T_a, \text{с}$	0,01	0,05	0,1	0,15	0,20	0,25	0,30
$\delta^\circ, \text{град}$	19	41	60	73	82	87	90

Порушення зміни кута відбувається через те, що спотворюється форма вторинного струму. Сучасні мікропроцесорні захисти працюють на аналізі першої гармоніки вхідного сигналу. За допомогою перетворення Фур'є з виділенням першої гармоніки з спотвореного сигналу фазовий зсув отримується з результатом, що відрізняється від дійсного. Ступінь відмінності визначається спотворенням сигналу.

Для дистанційних захистів результатами неправильних вимірювань можуть бути хибні спрацьовування при близьких коротких замиканнях «за спиною», при потраплянні вектора опору в зону спрацьовування. Для диференціально-фазного захисту (ДФЗ), навпаки, при короткому замиканні в зоні дії захисту, кут сигналу маніпуляцій може бути спотворений до такої міри, що це призведе до потрапляння в зону блокування і відсутності спрацьовування захисту (табл. 2.4), (рис. А2.14 – А2.15).

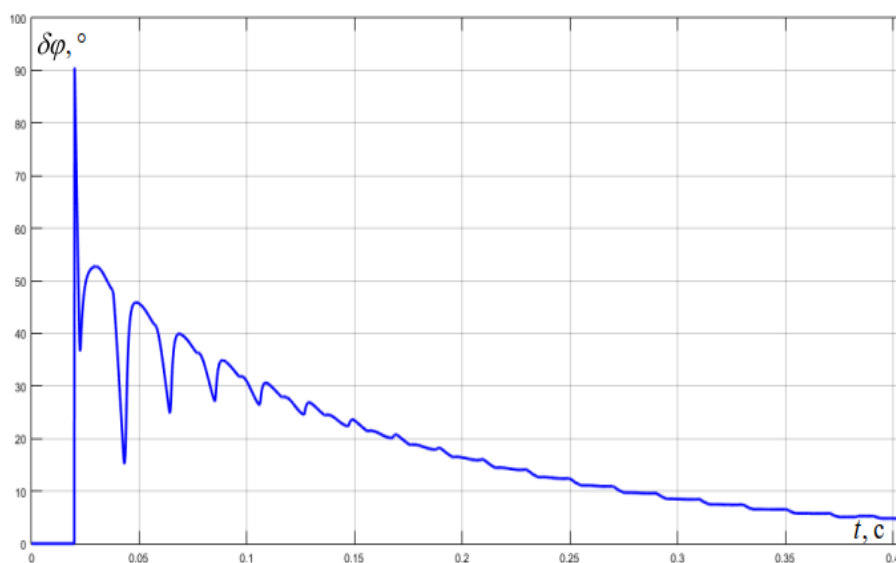


Рисунок А2.14 – Залежність зміни кутової похибки вторинного струму короткого замикання при номінальних параметрах при величині T_a , рівній 0,3 с.

Таблиця 2.4 – Максимальна частка вмісту другої гармоніки у вторинному струмі ТТ в залежності від T_a

$T_a, \text{с}$	0,01	0,05	0,1	0,15	0,20	0,25	0,30
$I_{2(2)}, \%$	85	124	136	139	140	140	140

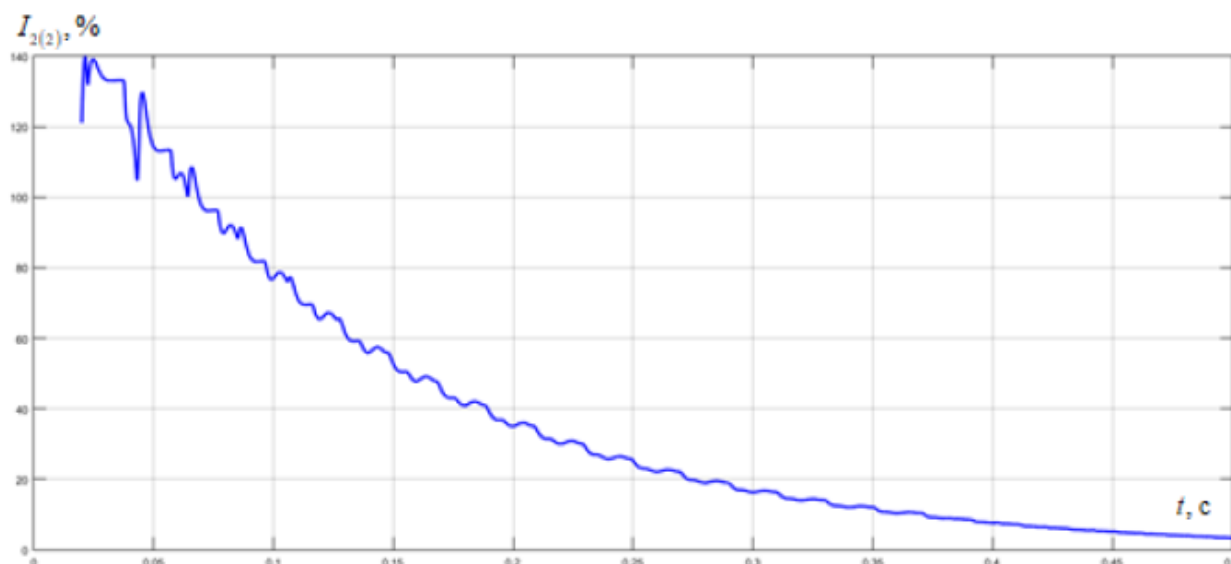


Рисунок А2.15 – Зміна вмісту другої гармоніки (в процентах) у вторинному струмі короткого замикання при номінальних параметрах при величині T_a , рівній 0,3 с.

Аналіз вмісту другої гармоніки в спотвореному сигналі вторинного струму під час насичення ТТ може бути важливим маркером для визначення моменту блокування захисту. Особливо це актуально для мікропроцесорних диференціальних захистів.

Різкий пуск намагнічувального струму (РПН) обґрунтовується наявністю нелінійності опору силового трансформатора в перший момент включення, коли робоча точка знаходиться на другому лінійному ділянці ВАХ в області насичення, що призводить до різкого зменшення опору намагнічувальної гілки силового трансформатора. Дослідження показали, що РПН супроводжується підвищенням вмісту другої гармоніки.

Наразі блокування за умовою наявності другої гармонійної складової реалізовано для РПН силових трансформаторів. В цьому випадку спотворення

форми спостерігається у первинному струмі, і цей струм, проходячи через ТТ, може викликати хибну роботу захисту. Принцип роботи силового трансформатора не відрізняється від принципу роботи ТТ, з чого можна зробити висновок, що під час насичення ТТ відбудуться аналогічні спотворення.

починає генерувати сигнал другої гармоніки у вторинному спотвореному струмі. Отже, цей факт дає можливість застосування представлених блокувань для виявлення роботи ТТ в нерегламентованому для нього режимі насичення.

Отже в роботі представлена та описана модель ТТ, яка дозволяє проводити аналіз роботи релейного захисту в перехідних режимах з урахуванням того, що в досліджуваному ТТ присутня залишкова магнітна індукція. Як показали дослідження, негативні фактори перехідного процесу та залишкової намагніченості суттєво впливають на всі вимірювані параметри, що може призводити або до хибної роботи, або до відмови пристроїв РЗ. Одним із варіантів часткового вирішення проблеми є використання трансформаторів струму з обмеженою залишковою магнітною індукцією з класами точності TPZ, TPY і PR, що може знизити ризики неправильного функціонування РЗ. Але навіть у цьому випадку, при великих значеннях АС первинного струму, існує ймовірність некоректної роботи ТТ.