

(повне найменування вищого навчального закладу)
Факультет прикладних інформаційних технологій та електроінженерії
 (назва факультету)
Кафедра електричної інженерії
 (повна назва кафедри)

КВАЛІФІКАЦІЙНА РОБОТА

на здобуття освітнього ступеня

магістр

(освітній ступінь (освітньо-кваліфікаційний рівень))

на тему: **Впровадження системи Smart Grid в розподільчих мережах 10 кВ**

Виконав(ла): студент(ка) 6 курсу, групи ЕТм-62
спеціальності 141

електроенергетика, електротехніка та електромеханіка

(шифр і назва спеціальності)

Мазурок В. І.

(підпис

(прізвище та ініціали)

Керівник

Бабюк С. М

(підпис)

(прізвище та ініціали)

Нормоконтроль

Коваль В. П.

(підпис

(прізвище та ініціали)

Завідувач кафедри

Коваль В. П.

(підпис)

(прізвище та ініціали)

Рецензент

(підпис

(прізвище та ініціали)

Тернопіль
2024

Міністерство освіти і науки України
Тернопільський національний технічний університет імені Івана Пулюя

Факультет прикладних інформаційних технологій та електроінженерії
(повна назва факультету)

Кафедра Електричної інженерії
(повна назва кафедри)

ЗАТВЕРДЖУЮ

Завідувач кафедри

Коваль В. П.

(підпис)

(прізвище та ініціали)

« 11 » жовтня 2024 р.

З А В Д А Н Н Я
НА КВАЛІФІКАЦІЙНУ РОБОТУ

на здобуття освітнього ступеня магістр
(назва освітнього ступеня)

за спеціальністю 141 – електроенергетика, електротехніка та електромеханіка
(шифр і назва спеціальності)

студенту Мазурку Вадиму Івановичу
(прізвище, ім'я, по батькові)

1. Тема роботи Впровадження системи Smart Grid в розподільчих мережах 10 кВ

Керівник роботи Бабюк Сергій Миколайович, к.т.н.

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

Затверджені наказом ректора від « 10 » жовтня 2024 року № 4/7-984

2. Термін подання студентом завершеної роботи 20 грудня 2024 року

3. Вихідні дані до роботи Характеристики пристроїв для контролю параметрів електричної мережі. Параметри однофазних замикань на землю у розподільчих мережах 10 кВ.

Опис існуючих захистів від однофазних замикань на землю в мережах 10 кВ

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

1. Аналітичний розділ

2. Розрахунково-дослідницький розділ

3. Проектно-конструкторський розділ

4. Охорона праці та безпека в надзвичайних ситуаціях

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

Пристрої для контролю параметрів електричної мережі. Структурна схема захисту від ОЗЗ із функцією ВПФ. Структурна схема АСКОВ. Структурна схема телемеханіки. Діаграми кількості спрацьовувань пристроїв для захисту електричних мереж. Принципово-монтажна схема підключення кіл змінного струму до приладів обліку. Схема обладнання РП-25. План розташування обладнання РП-25. Електрична схема РП-25. Висновки

6. Консультанти розділів роботи

Розділ	Прізвище, ініціали та посада консультанта	Підпис, дата	
		завдання видав	завдання прийняв
Охорона праці та безпека в надзвичайних ситуаціях	Гурик О. Я., к.т.н., доцент		
	Клепчик В.М., старший викладач		

7. Дата видачі завдання 11 жовтня 2024 року

КАЛЕНДАРНИЙ ПЛАН

№ з/п	Назва етапів роботи	Термін виконання етапів роботи	Примітка
1	Вступ	15.10.2024	
2	Аналітичний розділ	25.10.2024	
3	Розрахунково-дослідницький розділ	15.11.2024	
4	Проектно-конструкторський розділ	30.11.2024	
5	Охорона праці та безпека в надзвичайних ситуаціях	15.12.2024	
6	Висновки	15.12.2024	
7	Оформлення пояснювальної записки	20.12.2024	
8	Оформлення графічної частини	20.12.2024	

Студент

(підпис)

Мазурок В. І.

(прізвище та ініціали)

Керівник роботи

(підпис)

Бабюк С. М.

(прізвище та ініціали)

РЕФЕРАТ

Мазурок Вадим Іванович. Впровадження системи Smart Grid в розподільчих мережах 10 кВ.

141 – Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка

Стор.– 63; рис. - 17; табл. - 4; слайдів - 20; джерел - 22; додатків - 2.

В даній роботі запропоновано до впровадження сучасні технології SMART GRID, а саме пристрій визначення пошкодженого фідера та автоматизованої системи комерційного обліку електроенергії.

Впровадження даних технологій дозволить швидко виявити пошкодження в мережах електропостачання та забезпечити безперебійність постачання споживачів різних категорій, а також забезпечити дистанційний збір даних з інтелектуальних приладів обліку, передачу отриманої інформації до центру збору даних та обробку переданих даних з метою оптимізації обліку та енергоспоживання. У ході виконання роботи також розглянуто питання безпеки життєдіяльності.

Перелік ключових слів: ЗАХИСТ, ПЕРЕХІДНІ ПРОЦЕСИ, ЗАМИКАННЯ НА ЗЕМЛЮ, МІКРОПРОЦЕСОРНІ ПРИСТРОЇ, ЗАМИКАННЯ, РЕЛЕЙНИЙ ЗАХИСТ, АВТОМАТИЗОВАНА СИСТЕМА КОМЕРЦІЙНОГО ОБЛІКУ ЕЛЕКТРОЕНЕРГІЇ, ТЕЛЕМЕХАНІКА.

ЗМІСТ

ВСТУП	6
1 АНАЛІТИЧНИЙ РОЗДІЛ	8
1.1 Опис сучасних технологій Smart Grid	8
1.2 Однофазні замикання на землю у розподільчих мережах 10 кВ	10
1.3 Порівняння вітчизняних та передових зарубіжних технологій та рішень	11
1.3.1 Пристрої сигналізації на землю УСЗ-3М	12
1.3.2 Пристрій контролю параметрів мережі ІКІ-50	13
1.3.3 Реєстратор електричних процесів РПМ-416	16
1.3.4 Пристрій сигналізації замикання на землю ІМФ-10Т	17
1.3.5 Пристрій визначення пошкодженого фідера «Альтра»	19
1.4 Опис використовуваних захистів від однофазних замикань на землю в мережах 10 кВ	20
1.5 Облік споживання електричної енергії енергопостачальними організаціями	21
1.6 Висновки до розділу 1	22
2 РОЗРАХУНКОВО-ДОСЛІДНИЦЬКИЙ РОЗДІЛ	23
2.1 Пристрій визначення пошкодженого фідера «Альтра»	23
2.1.1 Алгоритми роботи пристрою Альтра	24
2.2 Автоматизована система комерційного обліку електроенергії.	27
2.3 Пристрої телемеханіки	31
2.3.1 Структура телемеханізації	32
2.3.2 Обсяг телемеханізації	34
2.4 Висновки до розділу 2	35
3 ПРОЕКТНО-КОНСТРУКТОРСЬКИЙ РОЗДІЛ	36
3.1. Впровадження пристрою визначення пошкодженого фідера (ВПФ) в мережу 10 кВ	36
3.2 Аналіз роботи захисту від однофазних замикань на землю	39

3.3 Впровадження автоматизованої системи комерційного обліку електроенергії (АСКОЕ) на підстанції та розподільчі пункти	41
3.4 Розрахунок струмів короткого замикання	45
3.4.1 Визначення струму КЗ (К-4) на шинах РП-25.	47
3.4.2 Розрахунок вставок релейного захисту	50
3.4.3 Розрахунок вставок ОЗЗ	51
3.5 Висновки до розділу 3	53
4 ОХОРОНА ПРАЦІ ТА БЕЗПЕКА В НАДЗВИЧАЙНИХ СИТУАЦІЯХ	54
4.1 Забезпечення пожежної безпеки при експлуатації електроустановок	54
4.2 Ліквідація наслідків надзвичайних ситуацій	56
ЗАГАЛЬНІ ВИСНОВКИ	60
ПЕРЕЛІК ПОСИЛАНЬ	61

ВСТУП

Стан проблеми. Сучасний світ неможливо уявити без електроенергії. Щодня ми користуємось обладнанням, що працює від електрики. При відсутності електричної енергії можуть перестати працювати величезні заводи, лікарні та інші установи, пов'язані з життєдіяльністю людини.

На жаль, з кожним роком енергетичне обладнання дедалі більше починає зношуватися, ізоляція починає старіти та відбуваються такі ушкодження, як однофазні замикання на землю (ОЗЗ). Дані замикання можуть перейти до двох і навіть трифазних коротких замикань.

ОЗЗ – це пошкодження в електричних мережах, у яких у трифазній системі, одна фаза замикається із землею, чи предмет, який з'єднаний із землею. ОЗЗ вважається одним з найпоширеніших видів пошкоджень у мережах 10кВ. Зазвичай розподільчі мережі напругою 10 кВ працюють із ізолюваною нейтраллю. Існують ділянки мережі 10 кВ, де нейтраль заземляється через дугогасильну котушку або резистор. Струми ОЗЗ не досягають 30 А [1].

Під час ОЗЗ збільшується напруга на ізоляції неушкоджених фаз, і з'являються імпульсні перенапрути при замиканні через дугу, які викликають пробій ізоляції на іншій фазі, що призводить до протікання високих струмів подвійного замикання через землю та відключення ділянки пристроями релейного захисту. Замикання на землю негативно впливають на обладнання мереж та становлять загрозу для людей та тварин, які знаходяться поблизу місця замикання. При таких пошкодженнях необхідно приступати до визначення місця ОЗЗ з подальшим вимкненням пошкодженої ділянки [2].

Для запобігання наслідкам аварійних режимів необхідно по можливості оновлювати обладнання енергетичної системи. Основною метою роботи є впровадження новітніх технологій Smart Grid, що забезпечує надійне енергопостачання, а також дозволяє виявляти та усувати несправності лише за кілька хвилин [3].

Smart Grid, або розумні мережі, – це сучасна концепція електроенергетики, яка передбачає використання інформаційних технологій для підвищення ефективності, надійності та стійкості електромереж [4].

Головне завдання Smart Grid – це отримання інформації з її подальшою обробкою. У разі аварійної ситуації відбувається обмін інформаційними сигналами між пристроями відразу після цього диспетчер бачить місце пошкодження на електронній схемі в центрі управління. Програма сама пропонує варіанти обходу несправної ділянки. Проходить лише дві хвилини з моменту аварії, а живлення вже відновлено. Крім спостереження за мережею, диспетчери відстежують і дії бригад, які виїжджають у разі потреби на енергооб'єкти. Адже кожна машина обладнана модулем GPS. Такий підхід дозволяє автоматично прораховувати статті видатків, формуючи бюджет на оперативно-технічне управління [4].

Актуальність. Впровадження Smart Grid в Україні є особливо актуальним зважаючи на:

- знос електричних мереж;
- розвиток відновлюваної енергетики;
- інтеграція в європейську енергосистему;
- потреба у підвищенні енергоефективності.

Впровадження Smart Grid в мережах 10 кВ є невід'ємною частиною модернізації енергосистеми України. Це дозволить підвищити енергоефективність, забезпечити стабільне електропостачання та сприяти розвитку "зеленої" енергетики.

Мета і задачі дослідження. Метою кваліфікаційної роботи є впровадження новітніх технологій Smart Grid, що забезпечує надійне енергопостачання, а також дозволяє виявляти та усувати несправності лише за кілька хвилин.

Завдання магістерської роботи відповідно до отриманих висновків можуть включати такі пункти:

1. Провести аналіз наявних методів захисту від замикань на землю та їх ефективності.
2. Оптимізувати структуру розподільчих мереж для забезпечення керованості та спостереження за всією мережею.
3. Розробити методи для швидкого виявлення пошкоджень та забезпечення безперебійного електропостачання споживачів різних категорій.
4. Впровадити систему для дистанційного збору даних з інтелектуальних приладів обліку.
5. Розробка заходів безпечного обслуговування мережі 10 кВ персоналом:
6. Провести аналіз впливу впровадження технологій Smart Grid на роботу електричних мереж.
7. Визначити ступінь зниження неправильних спрацьовувань захисту від однофазних замикань на землю.

Об'єкт дослідження – процеси розподілу електричної енергії в мережах 10 кВ.

Предмет дослідження – методи розподілу електричної енергії в мережах 10 кВ на основі технологій Smart Grid.

Практичне значення отриманих результатів. Впровадження новітніх технологій Smart Grid, забезпечить надійне енергопостачання споживачів, а також дозволить виявляти та усувати несправності за короткий проміжок часу.

Основні положення та результати досліджень доповідались та обговорювались на XIII Міжнародна науково-технічна конференція молодих учених та студентів «Актуальні задачі сучасних технологій» 11-12 грудня 2024 р., на базі Тернопільського національного технічного університету імені Івана Пулюя.

Структура роботи. Робота складається із вступу, 4 розділів, висновків, переліку посилань (23 найменування).

Загальний обсяг текстової частини – 63 сторінки.

1 АНАЛІТИЧНИЙ РОЗДІЛ

1.1 Опис сучасних технологій Smart Grid

Smart Grid, або розумні мережі, – це сучасна концепція електроенергетики, яка передбачає використання інформаційних технологій для підвищення ефективності, надійності та стійкості електромереж [4]. Це не просто заміна обладнання, а комплексна трансформація енергосистеми, що включає:

- Інтелектуальні лічильники: Збирають детальну інформацію про споживання електроенергії.
- Системи автоматизації: Забезпечують дистанційне управління мережею та швидке реагування на зміни.
- Розподілена генерація: Впровадження відновлюваних джерел енергії (сонячні панелі, вітрові турбіни тощо).
- Системи зберігання енергії: Накопичують надлишкову електроенергію для використання в пікові години.

Smart Grid (розумна мережа електропостачання) - інтелектуальна електрична мережа, в якій існує зв'язок між усіма учасниками енергетичного ринку, спрямована на надання енергетичних послуг, зниження витрат та підвищення ефективності, а також інтеграцію розподілених джерел енергії, у тому числі відновлюваних джерел енергії.

Це електроенергетичні та комунікаційні мережі, які дозволяють регулювати виробництво та споживання електроенергії у режимі реального часу як на місцевому, так і на глобальному рівні. Їх принцип - інтерактивне двостороннє спілкування між виробничими джерелами та приладами чи споживачами про поточні можливості виробництва та споживання енергії.

Smart Grid – це технологія, яка дозволить створити автономну електроенергетичну систему, де постачальники та споживачі зможуть нарівні розподіляти електроенергію для оптимізації витрат та отримання доходів від власної електростанції.

Інша безперечна перевага полягає в тому, що Smart Grid дозволяє акумулювати надлишки енергоресурсів та перерозподіляти їх у періоди високих навантажень. Це може призвести до зростання водневої енергетики та розвитку електротранспорту.

«Розумні» мережі також підвищують ефективність роботи енергосистеми завдяки розподілу функцій генерації та розподілу електроенергії. При цьому скорочуються витрати за рахунок оперативного нівелювання помилок і неправностей, і навіть передачі електроенергії у двох напрямках.

Мережі 10 кВ є важливим елементом енергосистеми, забезпечуючи електроенергією як промислові підприємства, так і побутових споживачів. Впровадження Smart Grid на цьому рівні дозволяє:

- Підвищити надійність: Швидше виявляти та усувати аварії, зменшити тривалість перебоїв в електропостачанні.
- Збільшити ефективність: Оптимізувати режими роботи мережі, зменшити втрати електроенергії.
- Інтегрувати відновлювані джерела енергії: Сприяти розвитку "зеленої" енергетики та зниженню залежності від традиційних джерел.
- Покращити якість електроенергії: Стабілізувати напругу, зменшити гармоніки.
- Забезпечити прозорість та контроль: Надати споживачам доступ до інформації про споживання електроенергії, стимулювати енергоефективність.

Одним із нових технологій Smart Grid є пристрої визначення пошкодженого фідера. Впровадження даних пристроїв на підстанції та в розподільчі пункти 10кВ дозволить значно скоротити перерву в електропостачанні споживачів, і тим самим знизиться недовідпуск електроенергії. Також новими технологіями, впровадження яких дозволить автоматизувати підстанції та розподільчі пункти 10 кВ, є автоматизовані системи комерційного обліку електричної енергії та пристрої телемеханізації.

1.2 Однофазні замикання на землю у розподільчих мережах 10 кВ

ОЗЗ - це пошкодження в електричних мережах, у яких у системі, що з трьох фаз, одна фаза замикається із землею, чи предмет, з'єднаний із землею. У мережах із ізольованою нейтраллю струм ОЗЗ замикається через ємності неушкоджених фаз. Його значення невелике і визначається сумарною ємністю непошкоджених фаз. Величина лінійної напруги при виникненні ОЗЗ не змінюються, що дозволяє використовувати мережу, і миттєво не відключати пошкоджену ділянку. Але ОЗЗ становить небезпеку для електроустаткування через те, що зрівняння потенціалу пошкодженої фази і землі призводить до підвищення напруги між двома іншими неушкодженими фазами і землею до значення біля номінальної лінійної напруги. Це призводить до прискореного старіння ізоляції і може призвести до замикання на землю інших кабелів і фаз, і до утворення подвійного ЗЗ, що є коротким замиканням і закликає до швидкого відключення пошкодженої ділянки.

Причини ОЗЗ бувають різні, однією з основних є порушення ізоляції устаткування, особливо у кабельних чи повітряних лініях. Порушення ізоляції може бути через її старіння або через механічні впливи на установку, найчастіше це зміни цілісності кабелю при проведенні земляних робіт з використанням спеціальної техніки.

Основні причини, що становлять небезпеку при замиканнях на землю:

- 1) ймовірність виникнення перенапруги. Це призведе до пробою ізоляції та переходу ОЗЗ до КЗ;
- 2) виникає ризик удару електричним струмом;
- 3) швидке старіння ізоляція.

У разі виникнення ОЗЗ, встановленим захистам складно виявити та відключити пошкоджену ділянку. ЗОЗЗ, встановлені в мікропроцесорних терміналах не здатні виявити пошкоджену ділянку з великою точністю через малі струми замикань на землю, тому МПУ в основному встановлюють на сигнал при спрацюванні уставки.

1.3 Порівняння вітчизняних та передових зарубіжних технологій та рішень

В даний час в енергосистемах є значна кількість підстанцій із пристроями, виконаними на застарілій електромеханічній релейній апаратурі [5].

Ця апаратура фізично зношена, її характеристики значно відстають від сучасних вимог щодо точності, енергоспоживання, можливості працювати в екстремальних аварійних умовах [5].

Пристрої РЗА, виконані на традиційній елементній базі, нині вже не здатні забезпечити вирішення низки актуальних експлуатаційних та технічних проблем:

- реалізація деяких функцій призводить до суттєвого збільшення апаратної частини;
- багато функцій на електромеханічній релейній апаратурі виконати просто неможливо;
- не забезпечується стикування з сучасними цифровими автоматизованими системами управління технологічними процесами (АСУ ТП), ускладнюється дистанційне керування електричною частиною об'єктів та сигналізація;
- діагностика та запис аварійних процесів не відповідає сучасним вимогам;
- ускладнення схем РЗА вимагає великої кількості налагоджувального та обслуговуючого персоналу високої кваліфікації, а також періодичного проведення профілактичних перевірок працездатності цих пристроїв.

Пристрої захисту, управління та автоматики розподільних мереж виконані на мікропроцесорній елементній базі та призначені для захисту та автоматики різних приєднань розподільних пристроїв. Блоки захисту виконують функції місцевого або дистанційного керування, захисту, автоматики, вимірювання, сигналізації, а також необхідні блокування.

Блоки захисту застосовуються у схемах вторинної комутації для

використання як основні та резервні захисти енергооб'єктів напругою 10 кВ. Використовуються для захисту та автоматики кабельних та повітряних ліній, трансформаторів малої та середньої потужності, синхронних та асинхронних двигунів різної потужності, реакторів та інших приєднань. Один мікропроцесорний пристрій захисту замінює велику кількість електричних апаратів (вимірювальні, сигнальні, вихідні та інші електромеханічні реле). В даний час всі пристрої мікропроцесорних захистів адаптовані до роботи з вимикачами різних виробників.

1.3.1 Пристрої сигналізації на землю УСЗ-3М

УСЗ-3М – груповий пристрій (рис 1.1), що складається з приладу, який по черзі підключається до трансформатора струму нульової послідовності кожного кабелю для можливості персоналу однозначно визначити фідер з ОЗЗ щодо більшого показання приладу (принцип відносного виміру). Пристрій УСЗ-3М призначений для визначення пошкодженого приєднання або ділянки при однофазному замиканні на землю на підстанціях, РП та ТП [6].

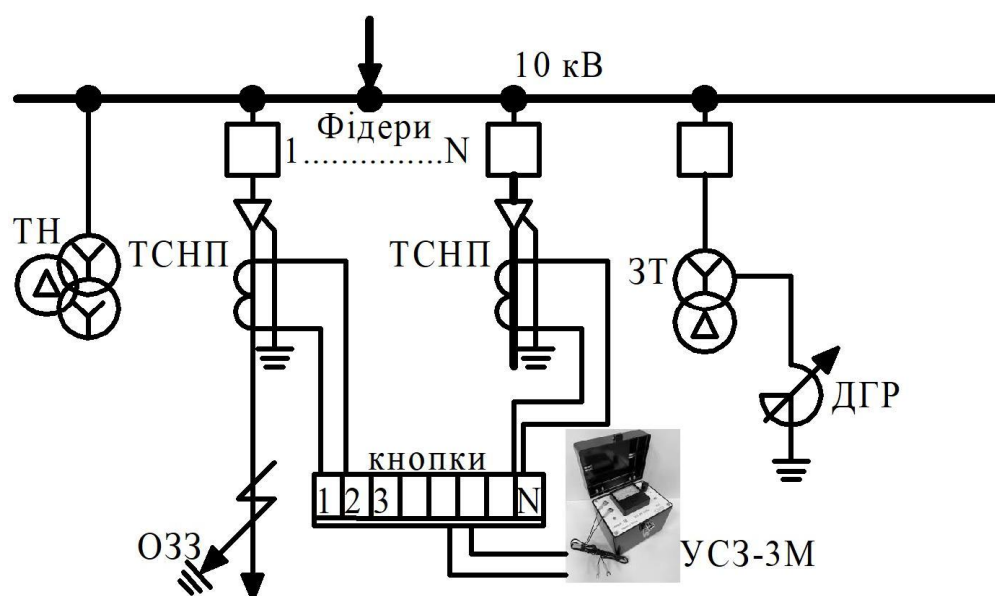


Рисунок 1.1 – Схема підключення пристрою УСЗ-3М

Пристрій УСЗ-3М складається з узгоджувального трансформатора ТАЛ, фільтра, що придушує складові промислової частоти та вищі гармоніки з частотою більше 2 кГц, і реагуючого механізму – мікроамперметра РА на 100 мкА, включеного на виході фільтра через випрямний міст ВС (рис. 1.2).

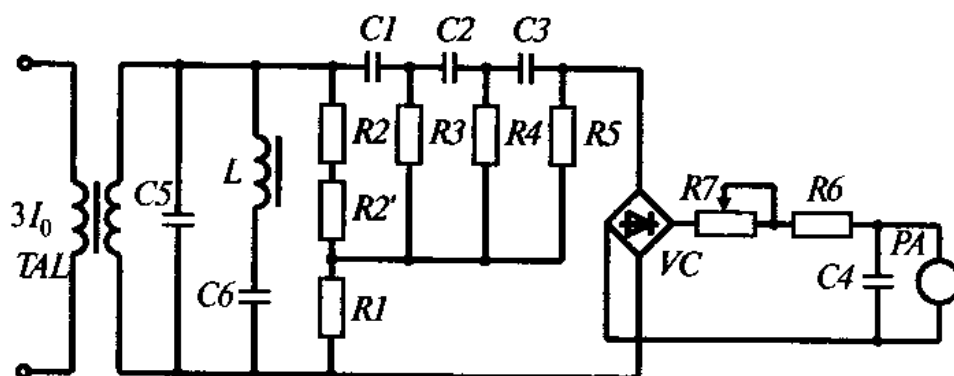


Рисунок 1.2 – Схема пристрою УСЗ-3М.

Трансформатор TAL призначений для узгодження вхідного опору пристрою з вихідним опором ТСНП.

В УСЗ-3М застосований фільтр, що забезпечує значно вищий ступінь придушення складових промислової частоти, що уможливорює застосування пристрою в мережах, що працюють з ізольованою нейтраллю. Пристрій має плавне регулювання чутливості (резистор R7). При максимальній чутливості показання вихідного мікроамперметра достатні для чіткого визначення пошкодженого приєднання (10 мкА і більше) при первинному струмі в робочому діапазоні частот (150 - 650 Гц) приблизно дорівнює 0,25 А.

1.3.2 Пристрій контролю параметрів мережі ІКІ-50

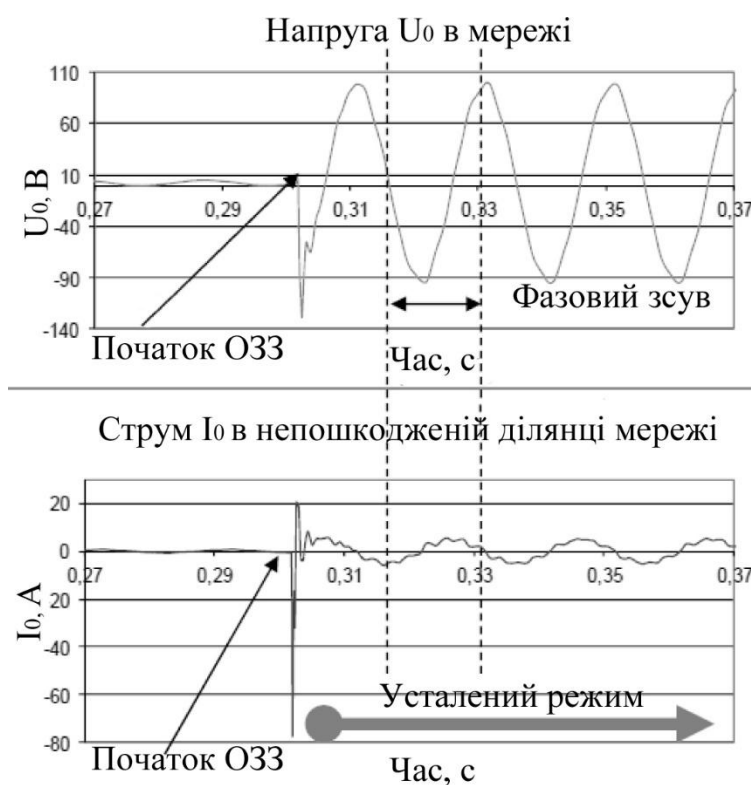
Пристрій контролю мережі ІКІ-50 (Kries-Energietechnik), (рис. 1.3), являє собою індикатор замикання на землю, що використовується для виявлення пошкодженого приєднання у розподільчих мережах. [7].

Пристрої контролю мережі ІКІ-50 встановлюються на панель РЗА, в релейний відсік лінії, відходящого фідера або в спеціально відведених шафах, що встановлюються на стіні об'єкта. Підключаються на кабель через датчики струму (ІКІ-LUM) та передають струмові сигнали про замикання на землю на пристрій. Для правильної роботи алгоритму пристрою потрібне підключення до індикатора напруги (Capdis), який встановлюється спільно з ІКІ-50 та передає сигнали напруги від мережі 10 кВ [6].



Рисунок 1.3 – Пристрій контролю параметрів мережі IKI-50.

Небаланс в мережі не впливає на роботу пристроїв IKI-50, оскільки виявлення замикання починається під час перехідного процесу, а не з початком режиму. Через час, що дорівнює близько 2 с, фіксується значення U_0 , яке підтверджує, що сталося ЗЗ, а не комутаційна перенапруга.



а) струм мережі в момент замикання на землю б) напруга мережі в момент ЗЗ

Рисунок 1.4 – Графік струму та напруги при ОЗЗ

Принцип визначення замикання на землю полягає в наступному: будь-яке замикання на землю в мережах супроводжується перехідним процесом [8] (рис. 1.4б) і напругою $3U_0$, що розраховується на підставі вимірянних напруг

через Cardis (рис 1.4a). При виконанні двох умов (наявність перехідного процесу та напруги $3U_0$) пристрій ІКІ-50 спрацьовує та видає сигнал диспетчерській службі про виникнення замикання на землю за верхнім рівнем.

Пристрій може працювати у різних режимах заземлення нейтралі: ізолювана, компенсована, недокомпенсована.

Переваги та недоліки пристрою ІКІ-50

Перевага цього пристрою в тому, що при відмові одного пристрою не призведе до відмови захисту інших пристроїв, встановлених на сусідніх комірках. Також із позитивних моментів можна відзначити:

- легкість підключення вимірювальних давачів струму. Давачі струму кріпляться за допомогою спеціальних хомутів на високовольтний кабель;
- незалежність від інших пристроїв, встановлених на комірці. Комплект пристрою ІКІ-50 має необхідні елементи для працездатності пристрою.

Недоліками є:

- складність установки при підключенні кожного пристрою на комірку, а не в окрему шафу. Так як табло пристрою повинно знаходитися в зоні видимості для оперативного персоналу, виникає необхідність встановлення пристрою на двері або панель комірки. Отвори доводяться випилювати під два пристрої (ІКІ-50 та Cardis) не пошкодивши при цьому діюче обладнання;
- обов'язкове встановлення Cardis (індикатора напруги), що призводить до подорожчання комплекту. Пристрій ІКІ-50 не має функції вимірювання напруги, тому для правильної роботи пристрою необхідна установка додаткового індикатора напруги;
- часті помилки монтажу при підключенні пристрою до комірки. У ході перевірок неправильності роботи приладів було виявлено масу помилок, що виникають при монтажі пристрою в комірку, пов'язану з особливостями підключення пристрою;
- при наявності здвоєних кабелів у комірці, яка має 6 жил підключення, потрібне застосування пристрою ІКІ-50 іншого типу,

розрахованого на підключення шести датчиків струму.

1.3.3 Реєстратор електричних процесів RPM -416

Реєстратор електричних процесів RPM -416 – це пристрій, що реагує та аналізує аварійні ситуації. У ньому задіяні функції вибіркового виявлення пошкодженого приєднання в мережах, що працюють із різними типами нейтралей.

Прилад як виявляє факт замикання, а й визначає його напрям. Прилад монтується у комірку КРП на панель щита управління [9]. На рис 1.5 представлено загальний вигляд приладу RPM -416.



Рисунок 1.5 – Загальний вигляд приладу RPM-416

Основним принципом роботи пристрою є фіксації факту протікання струму КЗ в лінії, що захищається. За допомогою датчиків струму на базі котушки Рогівського, що встановлюються на високовольний кабель на фазні жили А, В, С в комірці КРП, сприймаються електромагнітні поля струму. Напруга лінії знімається трансформаторами напруги комірки КРП або з опорних ізоляторів із вбудованими ємнісними або резистивними дільниками. Прилад веде вимірювання миттєвих значень струму та напруги, обчислює значення амплітуди струму та напруги, порівнює отримані значення зі значеннями уставок, проводить аналіз параметрів. У разі перевищення уставок, прилад на основі отриманих даних визначає тип аварії і включає відповідну індикацію аварійної ситуації.

Переваги та недоліки пристрою RPM -416

Переваги та недоліки пристрою RPM -416 полягають у тому ж, що й пристрої ІКІ-50, варто відзначити лише деякі моменти:

З позитивних моментів можна назвати:

- 1) даний пристрій виробляється в Україні і ціна на товар має меншу вартість проти ІКІ-50;
- 2) сервісна підтримка з українським виробником легше, ніж з закордонним;

З недоліків можна відзначити таке:

- 1) при наявності здвоєних кабелів у комірці, яка має 6 жил підключення, потрібне застосування пристрою RPM-416 іншого типу, розрахованого на підключення шести датчиків струму;
- 2) пристрій має малий досвід експлуатації та вимагає подальших доопрацювань у вигляді налаштування конфігурації, зміни установок та покращення інтерфейсу.

1.3.4 Пристрій сигналізації замикання на землю ІМФ-10Т

Пристрій ІМФ-10Т (рис. 1.6), виробництва ПрАТ «Інститут автоматизованих систем» [10], м. Харків, призначений для селективного визначення пошкодженого приєднання при однофазних замиканнях на землю в мережах 6-35 кВ, що працюють із ізольованою нейтраллю або в режимі недокомпенсованого ємнісного струму в мережах з компенсованою нейтраллю при струмах замикання на землю від 0.25 до 40 А.

Пристрій ІМФ-10Т призначений для роботи з трансформаторами струму нульової послідовності (ТСНП) кабельного типу або зі спеціальними ТТНП для КРУН з повітряними висновками на однострансформаторних та двотрансформаторних підстанціях.



Рисунок 1.5 – Загальний вигляд пристрою ІМФ-10Т.

Пристрій ІМФ-10Т забезпечує можливість передачі номера пошкодженого фідера, а також наявності напруги U_0 на диспетчерський пункт стандартних каналів телемеханіки.

При встановленні виробу на підстанції до нього вводяться уставки:

- значення номінальної первинної напруги – 6, 10, 15, 20 або 35 кВ;
- порогова чутливість по напрузі U_0 ;
- порогова чутливість струму $3I_0$;
- час паузи спрацьовування для налаштування від подвійних замикань на землю;
- коефіцієнт трансформації ТСНП кожного з 10 приєднань;
- поточні дата та час.

Введення необхідних уставок здійснюється з клавіатури. Уставки зберігаються в незалежній пам'яті пристрою необмежено довго. У пристрої застосований дворядковий РК індикатор та клавіатура з 4-х кнопок.

Пристрій ІМФ-10Т підключається до трансформаторів струму нульової послідовності, встановленим на приєднаннях, що відходять. Необхідне правильне фазування трансформаторів струму при підключенні пристрою. Пристрій розрахований на коефіцієнти трансформації ТСНП, що застосовуються, від 10 до 99 (за замовчуванням - 25).

1.3.5 Пристрій визначення пошкодженого фідера «Альтра»

Пристрій визначення пошкодженого фідера «Альтра» [11], розподіленої структури що складається з головного пристрою і безлічі фідерних терміналів призначена для виявлення однофазних замикань на землю та визначення пошкодженого фідера, з можливістю роботи як на сигнал, так і на відключення.

Захист може застосовуватися в розподільчих електричних мережах 6-35 кВ із ізольованою нейтраллю, або нейтраллю, заземленою через індуктивний, активний та активно-індуктивний опір.

З позитивних моментів централізованого пристрою слід зазначити таке:

1) На один об'єкт достатньо встановити один або два пристрої «Альтра» залежно від кількості приєднань та секцій. Не потрібно установка кожного пристрою на одне приєднання.

2) Один централізований пристрій дозволяє аналізувати всі підключені приєднання та робити більш точний аналіз.

3) Є можливість підключатися до існуючих мікропроцесорних пристроїв, встановлених на лініях, що відходять (фідерах) через верхній рівень.

4) Будівельно-монтажні та пусконаладжувальні роботи займають менше часу, ніж індивідуальні захисти.

5) Має кілька алгоритмів, що дозволяють точніше визначати ОЗЗ.

З негативних моментів слід зазначити таке:

1) При виході одного пристрою з ладу буде відмова захисту від ЗЗ на всьому об'єкті.

2) За відсутності місця для встановлення в існуючих осередках може знадобитися встановлення шафи, що призведе до подорожчання вартості проекту.

3) Для працездатності захисту потрібна на приєднаннях (фідерах) наявність ТСНП. За відсутності ТСНП на високовольтних кабелях з'явиться потреба у придбанні та подальшій установці ТСНП, що також призведе до подорожчання вартості проекту.

1.4 Опис використовуваних захистів від однофазних замикань на землю в мережах 10 кВ

В даний час для захисту від ОЗЗ використовується пристрій сигналізації замикань на землю типу УСЗ-ЗМ.

Принцип дії заснований на тому, що при однофазних замиканнях рівень вищих гармонік струму нульової послідовності пошкодженого приєднання, який визначається сумарною ємністю мережі без ємності пошкодженого приєднання, перевищує рівні вищих гармонік струмів нульової послідовності неушкоджених приєднань, що визначаються ємностями цих приєднань. Для роботи пристрою використовуються вищі гармоніки до 13 включно (650 Гц).

При виникненні ОЗЗ даний пристрій підключається до всіх приєднань, що відходять (фідерам) через трансформатор струму нульової послідовності (ТСНП) і вимірює величину струму нульової послідовності. На тому приєднанні, де сталося ОЗЗ, значення струму буде найбільшим. Для підключення до лінії, що відходить, необхідно на самому УСЗ натискати кнопку з номером даного приєднання.

Основним недоліком пристрою УСЗ-ЗМ є неможливість чіткої фіксації пошкодженого приєднання при дугових переривчастих ОЗЗ та необхідність участі оперативного персоналу в роботах з визначення пошкодженого приєднання, що збільшує час пошуку та ліквідації замикання на землю, особливо на підстанціях постійного обслуговуючого персоналу.

Також з недоліків можна виділити те, що пристрій УСЗ-ЗМ непридатний для застосування в складних мережах з безліччю паралельних ліній.

Тривалий час пошуку пошкодженого приєднання призводить до передчасного старіння та подальшого руйнування ізоляції, що у свою чергу веде до заміни кабельних ліній та незапланованих економічних втрат. Також, невчасне відключення пошкодженого фідера тягне до простою споживачів різних категорій. На сьогоднішній день в експлуатації знаходяться значна кількість підстанцій з пристроями РЗА виконаними на застарілій

електромеханічній релейній апаратурі. Ця апаратура фізично зношена, її характеристики значно відстають від сучасних вимог щодо точності, енергоспоживання, можливості працювати в екстремальних аварійних умовах.

1.5 Облік споживання електричної енергії енергопостачальними організаціями

Основним приладом обліку електричної енергії є електричний лічильник, який призначений для вимірювання витрати електроенергії постійного та змінного струму. За своєю конструкцією лічильники бувають:

- індукційні, в яких за допомогою магнітного поля нерухомих струмопровідних котушок відбувається рух рухомого елемента. Рухомий елемент є диск, яким протікає струм, індукований магнітним полем нерухомих котушок. Кількість обертів диска у разі прямо пропорційно спожитій електроенергії.
- електронні, в яких змінний струм і напруга впливають на електронні елементи, що створюють на виході імпульси, кількість яких пропорційно споживаній потужності.

Основним завданням енергопостачальних організацій є зведення балансу між переданою та споживаною потужностями.

Для знімання показань лічильників та зведення балансу електричної мережі 10 кВ енергопостачальних організацій наприкінці кожного місяця здійснює обхід усіх споживачів, причому для аналізу балансу на енергооб'єкті (трансформаторна підстанція з відходящими лініями 0,4 кВ), повинні бути зняті покази одночасно, тобто. протягом кількох годин.

Процес знімання показань лічильників та зведення балансу електричної мережі досить рутинна та об'ємна процедура, яка займає багато часу та коштів. У цьому часто трапляються помилки, тобто. втручається так званий "людський фактор". Це призводить до перерахунків електроенергії у споживачів та

некоректного аналізу балансу електричної мережі. Також існує тимчасова похибка, яка становить від кількох годин до кількох діб.

1.6 Висновки до розділу 1

В даному розділі дано загальну характеристику система Smart Grid, або розумні мережі. Здійснено порівняльний аналіз захистів від замикань на землю в мережах 10 кВ

Розглянуто ОЗЗ, що є причиною небезпечних короточасних порушень електропостачання або аварій, що супроводжуються значними економічними збитками. Найчастіший вид аварійного режиму електричної мережі 6-10 кВ.

Захист типу УСЗ-ЗМ не забезпечує своєчасного реагування на замикання на землю, а також не має достатньої селективності та надійності, тим самим не відповідає вимогам до пристроїв релейного захисту.

Також процедура знімання показань з приладів обліку та забезпечення балансу є досить об'ємною роботою, яка потребує великої кількості персоналу. При знятті показань часто виникають помилки, пов'язані з «людськими факторами», які призводять до неправильного балансу та перерахунку.

Розглянуто переваги та недоліки кожного пристрою. УСЗ-ЗМ є груповим пристроєм, що складається з приладу, який по черзі підключається до ТСНП кожного з кабелів для можливості персоналу однозначно визначити фідер з ОЗЗ по більшому показі приладу (принцип відносного виміру). ІКІ-50 та РПМ-416 відносяться до індивідуальних захистів, де один пристрій встановлюється на одну відходящу лінію (фідер). Пристрій «Альтра» відноситься до централізованих захистів і встановлюється один або два пристрої на один об'єкт, в залежності від кількості секції та відходящих ліній (фідерів).

2 РОЗРАХУНКОВО-ДОСЛІДНИЦЬКИЙ РОЗДІЛ

2.1 Пристрій визначення пошкодженого фідера «Альтра»

Пристрій визначення пошкодженого фідера (ВПФ) «Альтра» відноситься до централізованих захистів і встановлюється один або два пристрої на один об'єкт, в залежності від кількості секції та ліній, що відходять (фідерів). Виробником терміналів для шаф визначення пошкодженого фідера «Альтра» є інститут мікропроцесорних систем керування об'єктами електроенергетики.

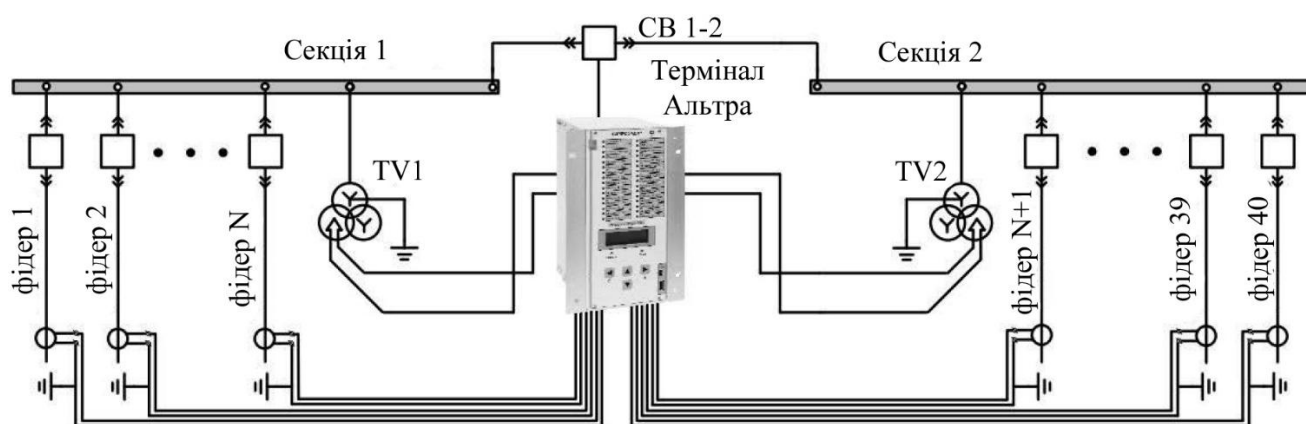


Рисунок 2.1 – Структурна схема захисту від ОЗЗ із функцією ВПФ

Мікропроцесорний централізований захист від ОЗЗ з функцією визначення пошкодженого фідера для мереж 6-35 кВ побудована у вигляді системи функціонально пов'язаних пристроїв. Кожен пристрій у системі виконує певну функцію (рис. 2.1).

Захист працює в такий спосіб. Безперервно вимірюється напруга вимірювального трансформатора напруги НП (обмотки з'єднані схемою «розімкнутий трикутник»), який встановлений на контрольованій секції шин [12].

Якщо вимірювана напруга вище заданої уставки, то фіксується факт ОЗЗ, на лицьовій панелі терміналу загоряється світлодіод ОЗЗ в секції, спрацьовує вихідне реле ОЗЗ в секції. Одночасно розпочинається процедура визначення пошкодженого фідера (ВПФ).

Крім напруги, пристрій безперервно реєструє струми нульової послідовності кожного приєднання. Миттєві значення (вибірки) та постійно (по кільцю) пишуться в оперативну пам'ять терміналу, у пам'яті формуються буфери заданої довжини. Після заповнення першого буфера запис продовжується в другий, а перший обробляється алгоритмами ОПФ. Після заповнення другого буфера запис продовжується в третій буфер, а другий-батується. Процедура визначення пошкодженого фідера така. Значення сигналів, необхідні алгоритмам ОПФ, обробляються, і на основі результатів терміналу визначає пошкоджений фідер. Номер фідера відображається на дисплеї пристрою.

2.1.1 Алгоритми роботи пристрою Альтра

В даний час визначення пошкодженого фідера здійснюється на основі п'яти основних алгоритмів:

- за максимально чинним значенням основної гармоніки струму нульової послідовності в приєднаннях;
- з перехідного процесу ОЗЗ;
- за напрямом потужності НП;
- за величиною гармоніки накладеного струму [18].

Єдиного алгоритму виявлення ОЗЗ, придатного для всієї різноманітності мереж та випадків ОЗЗ, немає. За допомогою аналізу даних, одержаних пристроєм, визначається пошкоджене приєднання.

Затримка запуску

Затримка спрацьовування пускового органу введена для виключення зайвих пусків при поодиноких короткочасних сплесках напруги Зіо, обумовлених неодноразовністю включення фаз вимикачів. Значення за замовчуванням задається 0,020 с.

Не рекомендується задавати значення цієї уставки більш ніж 0.5 с. При необхідності роботи пристрою без витримки часу значення параметра встановлюється нульовим.

Алгоритми відносного виміру

В даний час визначення пошкодженого фідера здійснюється на основі таких основних алгоритмів (захист):

- струмовий ненаправлений захист від ОЗЗ за основною гармонікою промислової частоти;
- струмовий спрямований захист від ОЗЗ щодо основної гармоніки промислової частоти;
- струмовий спрямований захист від ОЗЗ щодо перехідного процесу;
- струмовий ненаправлений захист від ОЗЗ за сумою найвищих гармонік;
- струмовий ненаправлений захист від ОЗЗ за величиною гармоніки накладеного сигналу

Вплив кожного з алгоритмів результат визначається заданими ваговими коефіцієнтами. Для селективного спрацьовування пристрою під час завдання вагових коефіцієнтів рекомендується керуватися табл. 2.1. Коефіцієнти, представлені в цій таблиці, носять рекомендаційний характер, і на розсуд обслуговуючого персоналу можуть змінюватися для підвищення селективності пристрою.

Таблиця 2.1 – Значення вагових коефіцієнтів алгоритмів ОПФ при різних режимах нейтралі мережі

Тип захисту	Режими нейтралі			
	Ізольована	Резистивна	Компенсована	Комбінована
Струмовий ненаправлений захист по 1 гармоніці	0.5	1	0.2	0.2
Струмовий спрямований захист по 1 гармоніці	1	1	0.2	0.2
Струмовий ненаправлений захист по ВЧ гармонікам	1	1	1	1
Струмовий спрямований захист по перехідному процесу	1	1	1	1

Уставка, що визначає граничну величину струму приєднання, при перевищенні якої дане приєднання братиме участь в аналізі. Значення за

замовчуванням 50 мА. Уставка може бути скоригована для конкретного об'єкта під час аналізу осцилограм ОЗЗ. Значення параметра повинно бути в 1.5 рази менше мінімального значення струму, що діє, серед сигналів, що не є шумом.

Порогова величина амплітуди перехідного процесу

Уставка, що визначає порогову величину амплітуди струму приєднання, при перевищенні якої дане приєднання братиме участь в аналізі струмового спрямованого захисту за перехідним процесом, за замовчуванням задається 0.2 А. У процесі експлуатації пристрою уставка може бути скоригована для конкретного об'єкта при аналізі осцилограм ОЗЗ. Значення параметра повинно бути в 1.5 рази менше від мінімальної амплітуди струму серед сигналів струму всіх приєднань.

Токовий ненаправлений захист абсолютного виміру

Ваговий коефіцієнт для алгоритму уставки струму

Значення параметра визначає рівень участі даного алгоритму в процесі ОПФ.

Для селективного спрацювання пристрою рекомендується встановлювати значення параметра відповідно до табл. 2.2.

Таблиця 2.2 – Значення вагових коефіцієнтів алгоритму по уставці струму за різних режимів нейтралі мережі

Тип захисту	Режими нейтралі			
	Ізольована	Резистивна	Компенсована	Комбінована
Ваговий коефіцієнт	0.5	1	0	0

Ваговий коефіцієнт спрацювання.

Уставка визначає при якому сумарному значенні ваги приєднання вважається пошкодженим. Значення за промовчанням 0.6.

Порогова величина похідної напруги.

Уставка визначає, при якому значенні похідної напруги вважати, що має бути кидок, викликаний розрядом ємності пошкодженої фази. Значення за умовчанням 20 В. Уставка може бути скоригована для конкретного об'єкта, виходячи з осцилограм ОЗЗ. Значення параметра повинно бути менше в 1.5

рази різниці по напрузі між двома відліками сигналу напруги в початковий момент перехідного процесу.

Функція відключення фідера

Можливість роботи на вимкнення визначається накладкою «Вимк. фідера». За замовчуванням встановлено значення "Ні". У цьому випадку захист діє лише на сигнал. При необхідності дії на вимкнення накладку слід встановити у положення "Так".

2.2 Автоматизована система комерційного обліку електроенергії.

АСКОЕ, є інтелектуальною системою комерційного обліку електроенергії - сукупність функціонально об'єднаних пристроїв, призначена для вимірювання кількості та інших параметрів електричної енергії, визначення обсягу потужності, автоматизованого збору, передачі показань приладів обліку електричної енергії (потужності), що забезпечує інформаційний обмін, зберігання показань приладів обліку електричної енергії (потужності), надання інформації про результати вимірювання кількості та інших параметрів електричної енергії, визначення обсягу потужності суб'єктам електроенергетики та споживачам електричної енергії (потужності), що реалізує механізми керування електроспоживанням.

Технічні вимоги до пристроїв інтелектуальної системи обліку електричної енергії (потужності) встановлюються відповідно до законодавства Російської Федерації про ринки електричної енергії (потужності), про технічне регулювання та законодавством Російської Федерації про забезпечення єдності вимірів.

Інтелектуальні системи обліку електроенергії АСКОВ для генеруючих компаній включають такі підсистеми:

- інформаційно-вимірювальний комплекс (ІВК) – поєднує функції, що виконуються вимірювальними трансформаторами та інтелектуальними приладами обліку, а також функції вимірювання значень електроенергії та

потужності, їх зберігання протягом встановленого часу та видачі за запитами ІВК або ініціативно, а також функції об'єкта диспетчерського управління;

- інформаційно-вимірювальний комплекс об'єкта електроенергетики (далі – ІВКЕ) – виконує функції збору, первинної обробки та зберігання даних обліку, отриманих від ІВК, а також функції перетворення форматів та протоколів передачі даних та видачу даних обліку за запитами ІВК. Як ІВКЕ можуть виступати пристрої збору та передачі даних (ПЗПД), концентратори, контролери, що забезпечують доступ до інформації з обліку електроенергії на рівні ІВК. Допускається організація віддаленого збору даних без застосування ІВКЕ відповідно до проектного рішення;

- інформаційно-обчислювальний комплекс збору та обробки даних верхнього рівня (далі – ІВК ВР) – виконує функції запиту даних обліку та допоміжної інформації від ІВКЕ або ІВК, їх достовірності, консолідації, зберігання, аналізу та подання, а також функції віддаленого управління ІВК та ІВКЕ;

- система збору та передачі даних (СЗПД), технічні засоби прийому-передачі даних (обладнання локальної обчислювальної мережі (ЛОМ) АСКОВЕ, кабельна інфраструктура, засоби передачі інформації) – виконують функції передачі даних обліку та допоміжної інформації між функціональними елементами комплексу обліку з необхідним рівнем надійності та швидкості передачі;

- система забезпечення єдиного часу (СЗЄЧ) – що забезпечує синхронізацію єдиного часу у всіх елементах системи обліку відповідно до єдиного календарного часу.

Одним із пріоритетних напрямків розвитку СЗЄЧ інтелектуальних систем обліку електроенергії є перехід до стандартних протоколів передачі даних приладів обліку електроенергії, які забезпечують захист даних від несанкціонованого втручання, з метою забезпечення інтеграції даних у рівні системи обліку електроенергії за принципом «plug&play».

АСКОЕ забезпечує інформаційну базу для розрахунків взаємних зобов'язань (вимог) суб'єктів ринків та інфраструктурних організацій, для управління споживанням електроенергії (потужності) та управління втратами електроенергії в електричних мережах мережевих організацій. Основною функціональною одиницею системи, що розглядається, є інтелектуальний прилад обліку електроенергії (ІПОЕ) («інтелектуальний лічильник»).

Оскільки в даний час відсутнє нормативне визначення поняття ІПОЕ, для цілей опису даної технології виходитимемо зі звичаю вживання даного поняття, суміжних нормативних термінів та найменування технології. Таким чином, у загальному випадку ІПОЕ – прилад комерційного обліку електричної енергії, приєднаний (інтегрований) до інтелектуальної системи обліку електричної енергії (потужності) АСКОЕ та відповідний вимогам нормативних правових актів України, технічних регламентів і документів зі стандартизації.

Не існує принципових обмежень можливості застосування вимірювальних пристроїв ІПОЕ як пристроїв синхронізованих векторних змін, а також як система моніторингу перехідних процесів (СМПП) рівня приєднання на підстанціях. .

Структура системи обліку та каналів зв'язку повинна дозволяти користувачам компанії, що генерує, мати доступ на будь-який рівень системи.

Системи обліку електроенергії в генеруючій компанії повинні охоплювати всі точки комерційного (розрахункового та контрольного) та технічного обліку активної та реактивної електроенергії та потужності з метою отримання повного балансу електроенергії на станціях, включаючи баланси за рівнями напруги, секціями шин та власними потребами.

Інтелектуальні системи обліку електричної енергії повинні включати або забезпечувати інтеграцію із засобами захисту від несанкціонованого доступу, у тому числі ідентифікацію, аутентифікацію та авторизацію персоналу при доступі до системи, моніторингу дій персоналу, засобами антивірусного захисту та засобами контролю цілісності програмно-апаратної частини.

АСКОЕ як цифрова інтелектуальна система, як і АСУ ТП, є частиною цифрової електростанції (рис. 2.2).

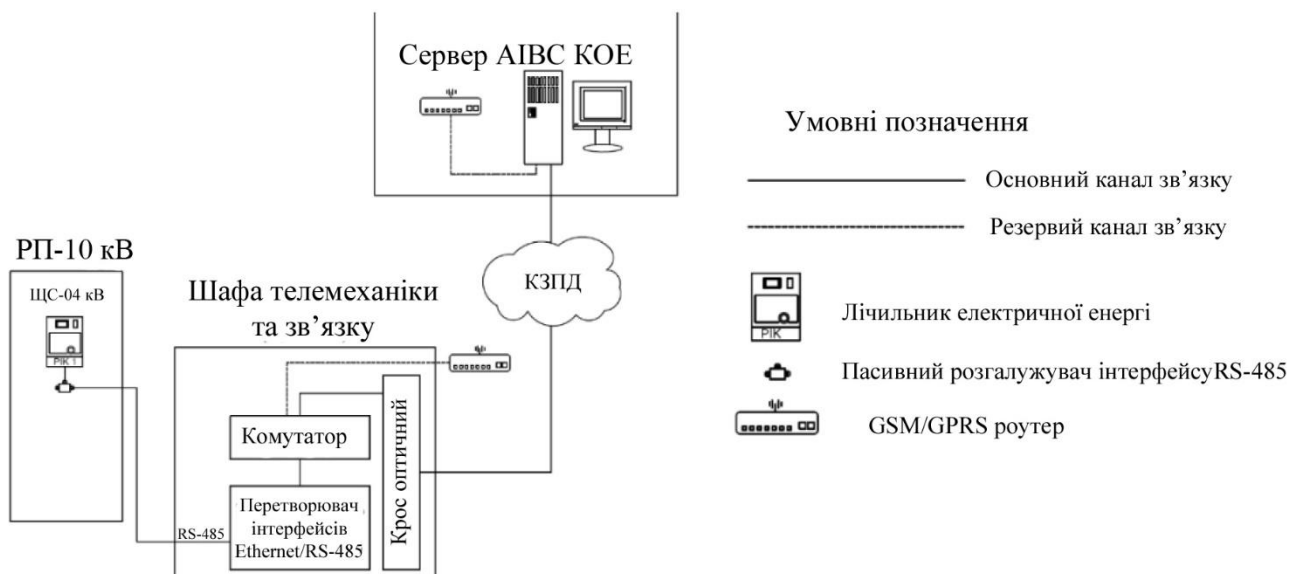


Рисунок 2.2 – Структурна схема АСКОЕ

АСКОЕ призначений для:

- автоматизованого контролю та обліку споживання електроенергії, у т.ч. для автоматизованого виконання вимірювань збільшення активної електроенергії, зберігання показань лічильників електричної енергії;
- виконання комерційних розрахунків із закупівлі та продажу електроенергії;
- оцінки, локалізації, виявлення втрат та розкрадань електроенергії;
- створення первинного інформаційного банку, необхідного для функціонування інформаційної системи, систем управління та планування;
- санкціонованого надання результатів вимірювань та інформації про стан засобів та об'єктів вимірювань.

Область використання проектованої АСКОЕ:

- комерційний облік електричної енергії;
- забезпечення захисту обладнання, ПЗ, даних від несанкціонованого доступу на фізичному та програмному рівні (установка паролів, опломбування тощо);
- конфігурування та налаштування параметрів АСКОЕ.

Основними завданнями є:

- автоматизоване виконання вимірювань збільшення активної електроенергії;
- зберігання показань лічильників електричної енергії.

АСКОЕ дозволяє вирішувати такі завдання:

- отримати інформацію про величину споживання в піковий годинник, своєчасно виявляти розкрадання електроенергії та мати картину про технічні втрати в житлових будинках, які в результаті призводять і до комерційних втрат;
- здійснити перехід на розрахунки з постачальниками електроенергії на підставі об'єктивних даних про споживання та виробити механізми впливу на споживачів для досягнення своєчасної та повної оплати отриманої електроенергії;
- отримати достовірну інформацію про споживання електроенергії у побутовому секторі;
- забезпечити виявлення розкрадань, знизивши таким чином комерційні втрати електроенергії;
- регулярно та своєчасно виставляти рахунки за спожиту електроенергію, ліквідувавши тим самим кредитування споживача та неповну оплату спожитої електроенергії.

2.3 Пристрої телемеханіки

Пристрій телемеханіки призначений для реалізації функцій телесигналізації та телеуправління обладнанням електроустановок на РП з метою:

- підвищення надійності електропостачання;
- запобігання у ряді випадків пошкодження основного електроустаткування;

- швидкого відновлення електропостачання споживачів після аварійних ситуацій;
- зниження трудовитрат під час експлуатації електрообладнання;
- зменшення помилок персоналу.

На пристрій ТМ як пристрій нижнього рівня системи диспетчерського управління покладається рішення цілого ряду завдань:

- оперативне диспетчерське керування схемою електропостачання;
- реєстрація нормальних та аварійних подій та процесів;
- контроль електроспоживання;
- діагностика стану основного електроустаткування, апаратури керування, каналів зв'язку тощо.

Наявність системи телевимірювань та забезпечення передачі телеінформації на ДП забезпечує швидке виявлення передаварійних та аварійних ситуацій в електроустановках та дозволяє забезпечити безпечну експлуатацію електротехнічного обладнання.

2.3.1 Структура телемеханізації

Пристрій ТМ є розподіленою системою збору та передачі інформації, що включає центральний контролер ТМ ARIS MT500, модулі телесигналізації TS32, модулі телеуправління TC4, джерело безперебійного живлення та обладнання для передачі даних по каналах зв'язку. Обладнання центральної частини пристрою розміщується у шафі ТЛМ (рис. 2.3).

Організуються два канали зв'язку: Оптиволоконний та GSM. Організація каналу передачі через оптиволоконну мережу передачі. У шафу телемеханіки встановлюється комутатор із базовими функціями управління (одномодове оптиволокну). Резервний канал організується за допомогою GSM/GPRS/EGDE/UMTS/HSPA.

Передача даних на обладнання ДП ЦРЕС верхнього рівня передбачається за протоколом MEK 60870-5-104.

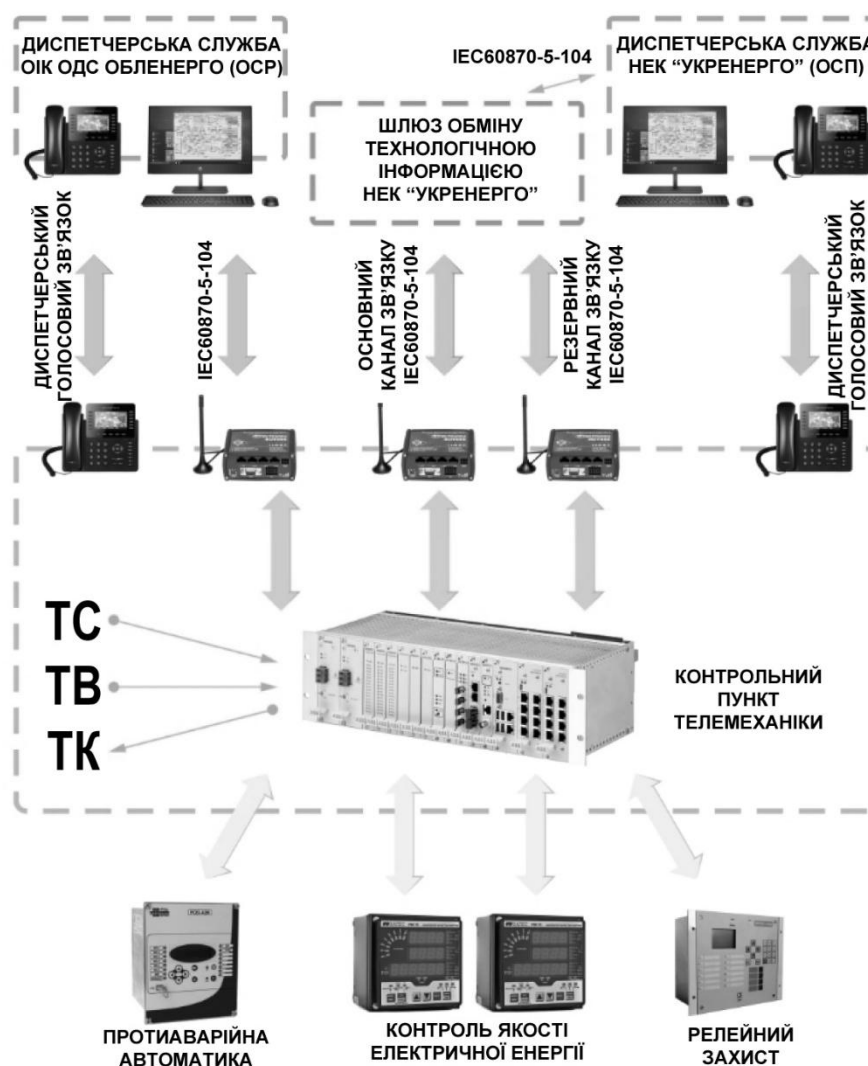


Рисунок 2.3 – Структурна схема телемеханіки.

Пристрій ТМ виконує такі функції:

- збір, первинну обробку та передачу телеінформації в ДП по виділеному провідному (опто-волоконному) каналу зв'язку (основний канал), бездротовому каналу (резервний канал);
- архівування в контролері не менше десяти "аварійних тимчасових зрізів", що характеризують стан основного та комутаційного обладнання;
- забезпечення безперебійного живлення контролера та модулів (приладів) ТМ у разі зникнення основного живлення на РП, необхідне для виконання архівування даних аварійної події та передачі у ДП інформації про виникнення аварії;
- функціонування у таких режимах:

- 1) дистанційному (з телеуправлінням);
- 2) місцевому (для обслуговування та ремонту пристрою ТМ).

Пристрій телемеханіки має у своєму складі каналоутворюючу апаратуру для організації каналів зв'язку.

Індикатор короткого замикання та замикання на землю (із зазначенням напрямку виявлення короткого замикання та замикання на землю) надає дані вимірювань для контролю навантаження.

2.3.2 Обсяг телемеханізації

- телеуправління вимикачами 10 кВ;
- телесигналізація положення вимикачів 10 кВ;
- телесигналізація перемикачів "місьцеве/дистанційне";
- аварійно-попереджувальна сигналізація (панель центральної сигналізації, система охоронно-пожежної сигналізації).

Пристрій ТМ конструктивно виконаний у вигляді шафи і включає: Контролер ARIS MT500 призначений для збору та надання даних вимірювання та сигналізації (телеметрії), прив'язку часу до подій з точністю 1 мс від GPS-приймача, передачу даних на рівень диспетчерського пункту.

Для організації ланцюгів телесигналізації застосовується 32-канальний модуль телесигналізації TS32. Модуль телесигналізації призначений для збору інформації від датчиків телесигналів з виходом типу "сухий контакт" з можливістю контролю лінії по кожному з каналів. Модуль виконує прийом сигналів типу "сухий контакт" на напрузі 24 В.

Для організації ланцюгів телеуправління застосовується 4-канальний модуль телеуправління TC4. Модуль призначений прийому команд телеуправління, контролю достовірності прийнятої команди, управління виконавчими пристроями., контролю справності проміжних реле, контролю всіх етапів виконання команди ТК. Для забезпечення можливості розриву та перевірки ланцюгів телеуправління без від'єднання провідників, вихідні кремнії шафи мають ножі, що роз'єднують.

Джерело безперебійного живлення виконання стійка потужністю 1500 ВА забезпечує гарантоване електроживлення обладнання телемеханіки та зв'язку.

2.4 Висновки до розділу 2

В даному розділі було розглянуто описані нові технології Smart Grid, які є першим кроком до цифровізації розподільчих мереж 10 кВ.

Застосування пристроїв ВПФ дозволить скоротити перерву в електропостачанні споживачів різних категорій, тим самим знизивши недоопуск електроенергії. Завдяки спільній роботі кількох алгоритмів, пристрій має більш високу чутливість і селективність, що дозволяє пристрою ВПФ реагувати на збої в мережах.

Завдяки застосуванню АСКОЕ споживачі зможуть більше не перейматися правильністю та точністю переданих показань. Система сама автоматично передаватиме дані з приладів обліку, за даними яких виставлятимуться рахунки. АСКОЕ веде безперервний контроль за електроспоживанням, і у випадках несанкціонованого підключення видасть відповідний небаланс між переданою та споживаною енергією. Також існує можливість віддаленого відключення споживача, що ухиляється від оплати електроенергії.

3 ПРОЕКТНО-КОНСТРУКТОРСЬКИЙ РОЗДІЛ

3.1. Впровадження пристрою визначення пошкодженого фідера (ВПФ) в мережу 10 кВ

Для визначення пошкодженого фідера при однофазних замиканнях на землю передбачається встановлення на підстанції пристрою визначення пошкодженого фідера (ВПФ) централізованого типу шафового виконання «Альтра».

Це рішення обумовлено низькими експлуатаційними витратами під час експлуатації.

Основні характеристики пристроїв ВПФ представлені в табл. 3.1.

Вхідні аналогові канали		
1	Число каналів, шт.	До 40
2	Число входів для вимірювання струму	40
3	Номінальний струм, А	1
4	Робочий діапазон, А	0.1 – 2
5	Основна відносна похибка, %	±3
6	Споживана потужність В·А	0.1
7	Число каналів вимірювання напруги	8
8	Число дискретних входів	12
9	Число дискретних виходів	10
Функції		
10	Визначення наявності замикання на секції	так
11	Визначення пошкодженого приєднання	так
12	Сигналізація ОЗЗ	так
13	Частота дискретизації	4 500
14	Алгоритми визначення пошкодженого фідера	
15	Сума вищих гармонік	так
16	Фіксація полярностей перших напівхвиль високочастотних складових струму	так
17	Розмір гармоніки накладеного струму	так
18	Максимальне діюче значення основної гармоніки струму нульової послідовності	так
19	Вибір режиму заземлення мережі	не потрібно
20	Ресстратор подій	так
Інтерфейси зв'язку		
21	U S B	так
22	E t h e r n e t	так
23	R S 4 8 5	так

Даний пристрій фіксуватиме факт однофазного замикання на землю (ОЗЗ), з подальшим визначенням пошкодженого приєднання в мережах 10 кВ.

Пристрій передбачає такі функції:

- 1) фіксація ОЗЗ;
- 2) визначення пошкодженого фідера в мережах із ізольованою, компенсованою нейтраллю, або з нейтраллю, заземленою через високоомний резистор;
- 3) виявлення та визначення пошкодженого фідера при:
 - одиночних пробоях ізоляції (клювання);
 - дугових замиканнях;
 - стійких однофазних замикання (металевих);
- 4) робота при об'єднанні секцій шин;
- 5) визначення пошкодженого фідера на основі п'яти алгоритмів:
 - за максимальним чинним значенням основної гармоніки сигналу струму;
 - з перехідного процесу ОЗЗ;
 - за напрямом потужності сигналу струму;
 - за сумою вищих гармонік сигналу струму;
 - за величиною гармонік сигналу струму.

Підсумковий результат пошкодження кожного конкретного приєднання формується з урахуванням узагальненого аналізу результатів роботи кожного з наведених алгоритмів.

- 6) пофідерна реєстрація осцилограм у разі виникнення ОЗЗ;
- 7) передача номера пошкодженого фідера та направлення пошкодження на сервери вищого рівня.

На рис 3.1 представлена схема розподілу шафи «Альтра» секції шин підстанції до вимірювальних трансформаторів струму нульової послідовності (ТСНП) та трансформаторів напруги (ТН).

Пристрій дозволяє підключитися до шафи центральної сигналізації підстанції, що знаходиться в загальнопідстанційному пункті керування ЗПК. У разі виникнення ОЗЗ відбувається звуковий і світловий сигнал у шафі центральної сигналізації.

3.2 Аналіз роботи захисту від однофазних замикань на землю

Проведемо аналіз відключень за даними оператора системи розподілу АТ «Тернопільобленерго».

У період з 01 квітня 2021р. по 04 квітня 2022р. у різних частинах міста було зафіксовано 135 випадків із природними замиканнями на землю в мережі 10 кВ. У ході розслідування було складено статистику правильних та неправильних спрацьовувань пристрою УСЗ-ЗМ.

Дані кількості спрацьовувань пристрою УСЗ-ЗМ представлені на рис 3.2. Таким чином, із 135 спрацьовувань 115 спрацьовування були неправильними, а 20 спрацьовувань правильними.

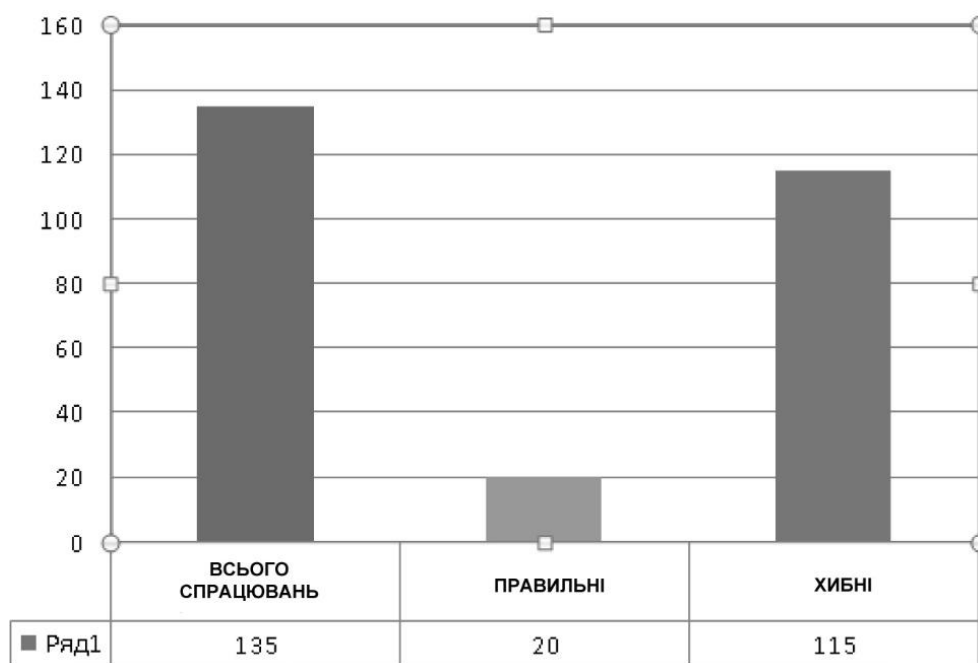


Рисунок 3.2 – Діаграма кількості спрацьовувань пристрою УСЗ-ЗМ

У першому стовпці діаграми «Всього спрацювань», зазначено загальну кількість зафіксованих випадків пристроєм УСЗ-3М, у другому стовпці «Правильні», вказано кількість правильних спрацювань, а в третьому стовпці «Хибні», вказано кількість неправильного спрацювання.

Пристрій УСЗ-3М показало результат правильного спрацювання 15%.

У період з 01 квітня 2022р. по 01 квітня 2023р. у різних частинах міста було зафіксовано 182 випадки із природними замиканнями на землю в мережі 10кВ пристроєм ВПФ. У ході розслідування було складено статистику правильних і неправильних спрацювань пристрою ВПФ.

Дані кількості спрацювань пристрою ВПФ представлені як діаграма (рис. 3.3). Таким чином, із 182 спрацювань: 7 спрацювання були неправильними, а 175 спрацювань правильними.

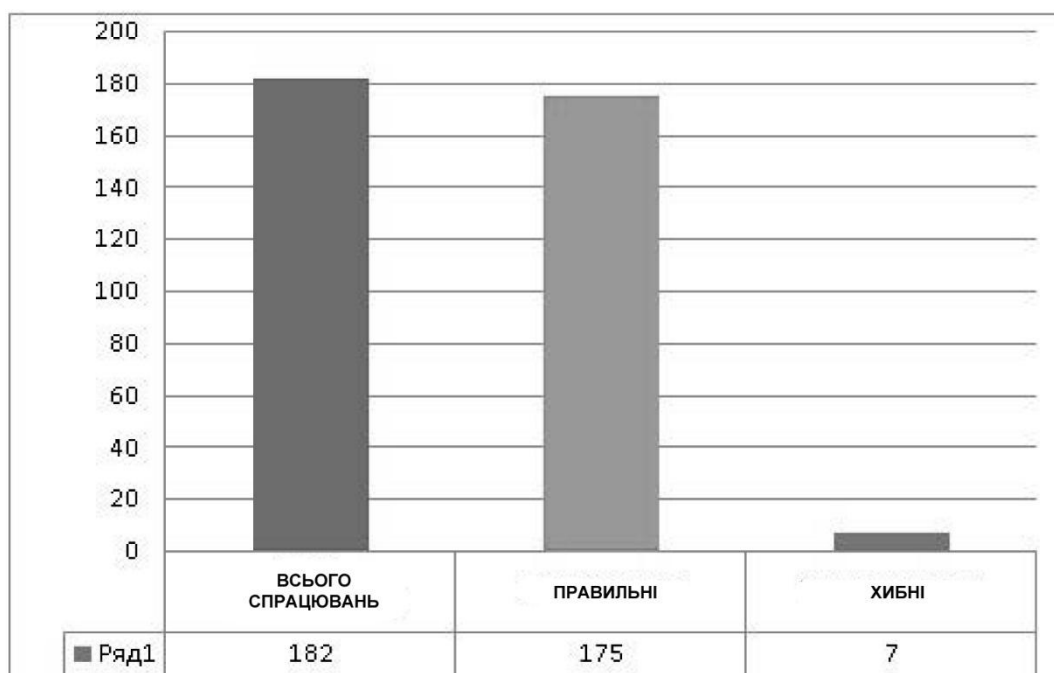


Рисунок 3.3 – Діаграма кількості спрацювань пристрою «Альтра»

У першому стовпці діаграми (рис. 3.2) «Всього спрацювань», вказано загальну кількість зафіксованих випадків пристроєм «Альтра», у другому стовпці «Правильні», зазначено кількість правильних спрацювань, а в третьому стовпці «Неправильні», вказано кількість неправильного спрацювання.

Пристрій «Альтра» показав результат правильного спрацьовування 96%.

За результатами аналізу, проведеного у період з 01 квітня 2022р. по 01 квітня 2023р. Впливає, що впровадження технологій Smart Grid дозволяє з найбільшою точністю визначити пошкоджене приєднання, тим самим зменшити час пошуку місця пошкодження та ремонтно-відновлювальних робіт. Завдяки технологіям Smart Grid, зокрема «Альтра», перерва в електропостачанні споживачів при виникненні замикань на землю зменшується з декількох годин до декількох хвилин, тобто збільшується надійність електричної системи забезпечувати приєднаних до неї споживачів різної категорії електричної енергії заданої якості в будь-який інтервал часу. У разі аварійної ситуації відбувається обмін інформаційними сигналами між пристроями відразу після цього диспетчер бачить місце пошкодження на електронній схемі в диспетчерському пункті керування. Програма пропонує альтернативну схему електропостачання споживачів в обхід несправної ділянки мережі.

3.3 Впровадження автоматизованої системи комерційного обліку електроенергії (АСКОЕ) на підстанції та розподільчі пункти

АСКОЕ на підстанціях та розподільчих пунктах передбачається з метою отримання точної, достовірної та оперативної інформації про розміри спожитої електричної енергії та забезпечення проведення фінансових розрахунків споживачів із енергопостачальною організацією.

У запропонованій АСКОЕ комерційна інформація від споживачів автоматично передається енергопостачальній організації.

Структурна схема комплексу технічних засобів АСКОЕ підстанції є рівнем ІВК ТК, ШК, ІВК з каналами передачі даних.

До технічних засобів ІВК ТК належать:

- вимірювальні трансформатори струму та напруги;
- лічильник електричної енергії;

- вторинні кола.

До технічних засобів ШК відносяться:

- комунікаційне обладнання;
- лінія зв'язку RS-485 та опто-волоконний порт;
- GSM-шлюз.

До технічних засобів ІВК належить АСКОЕ енергопостачальної організації. Система обліку електроенергії повинна виконувати задані функції за нормальних, аварійних та післяаварійних режимів роботи електричної мережі. При цьому повинна забезпечуватися робота елементів, що входять до неї, з похибками, що не перевищують гранично допустимі, встановлювані технічною документацією заводів-виробників.

На рис. 3.4 зображено електричну схему розміщення точок обліку 1 секції шин розподільчого пункту.

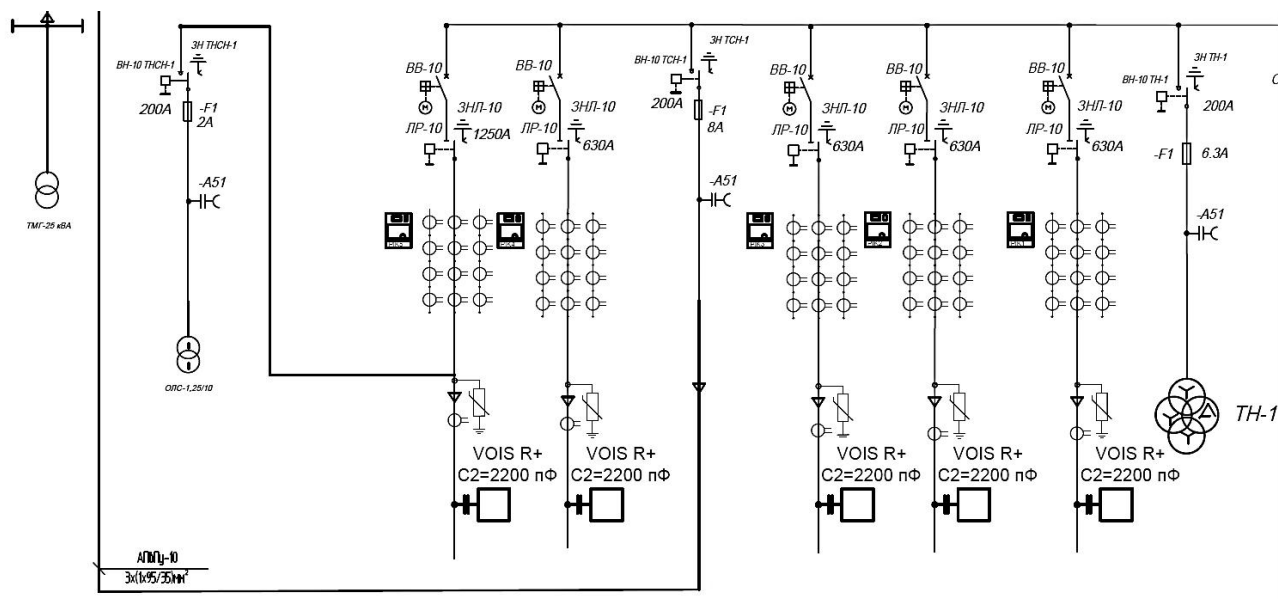


Рисунок 3.4 – Принципово-монтажна схема підключення кіл змінного струму до приладів обліку 1 секції шин.

На принципово – монтажних схемах 1 секції шин зображено підключення кіл змінного струму та кіл змінної напруги до приладів обліку (рис. 3.5).

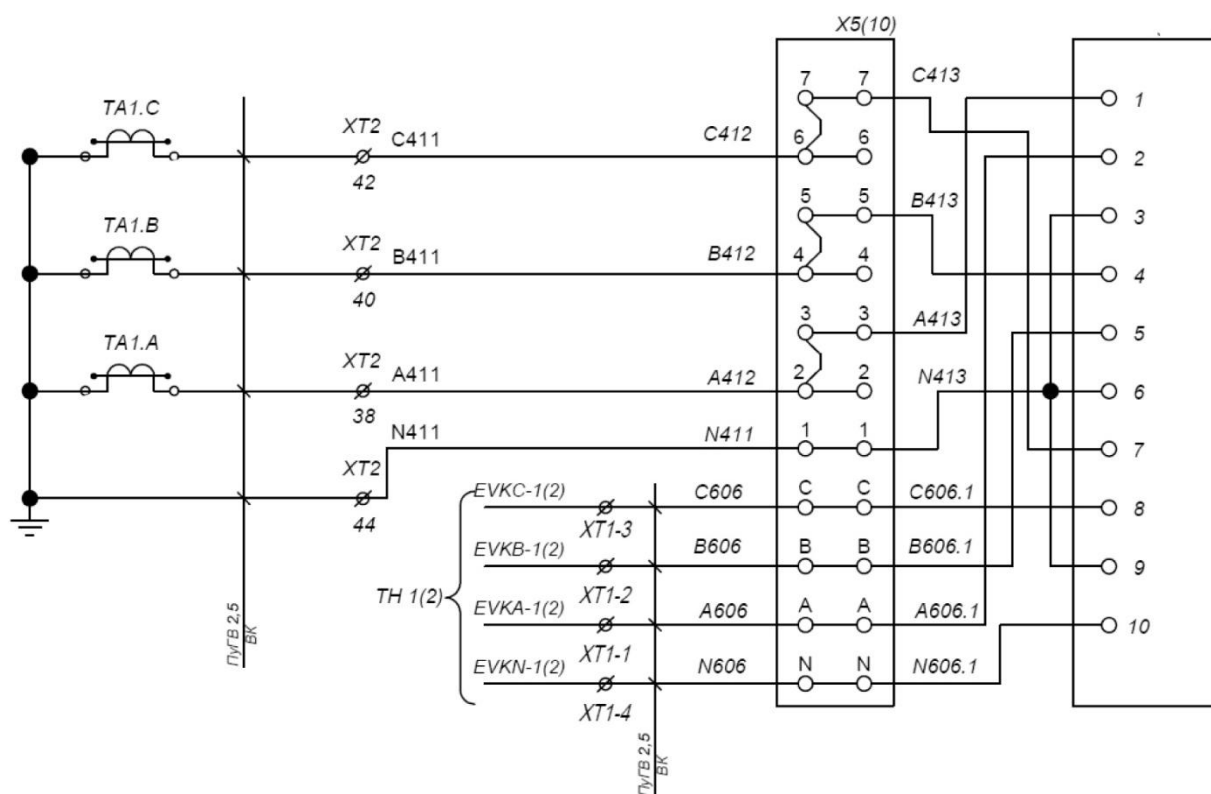


Рисунок 3.5 – Принципово-монтажна схема підключення кіл змінної напруги до приладів обліку 1 секції шин.

Підключення приладів обліку здійснюватиметься до існуючих вимірювальних трансформаторів струму та трансформаторів напруги.

Передача сигналу відбувається за технологією GSM/GPRS. Опитування пристроїв обліку відбувається за рахунок додзвону на віддалений GSM-модем, підключений до пристрою обліку за допомогою інтерфейсу RS-485.

Переваги цієї технології:

- з'єднання відбувається за сформованим стільниковим зв'язком;
- швидка швидкість опитування.

Всі центри живлення від підстанцій 110 кВ до наближених до громадян трансформаторних підстанцій 10 кВ обладнані приладами обліку електроенергії.

Кількість каналів обліку в АСКОЕ перевищила 250 тисяч. Інтелектуальні прилади обліку можуть враховувати електроенергію до чотирьох каналів: активну та реактивну енергію у прямому та зворотному напрямку. Тобто

електроенергія може враховуватися як споживана (з мережі), і вироблена споживачами у мережу, наприклад, від сонячних батарей.

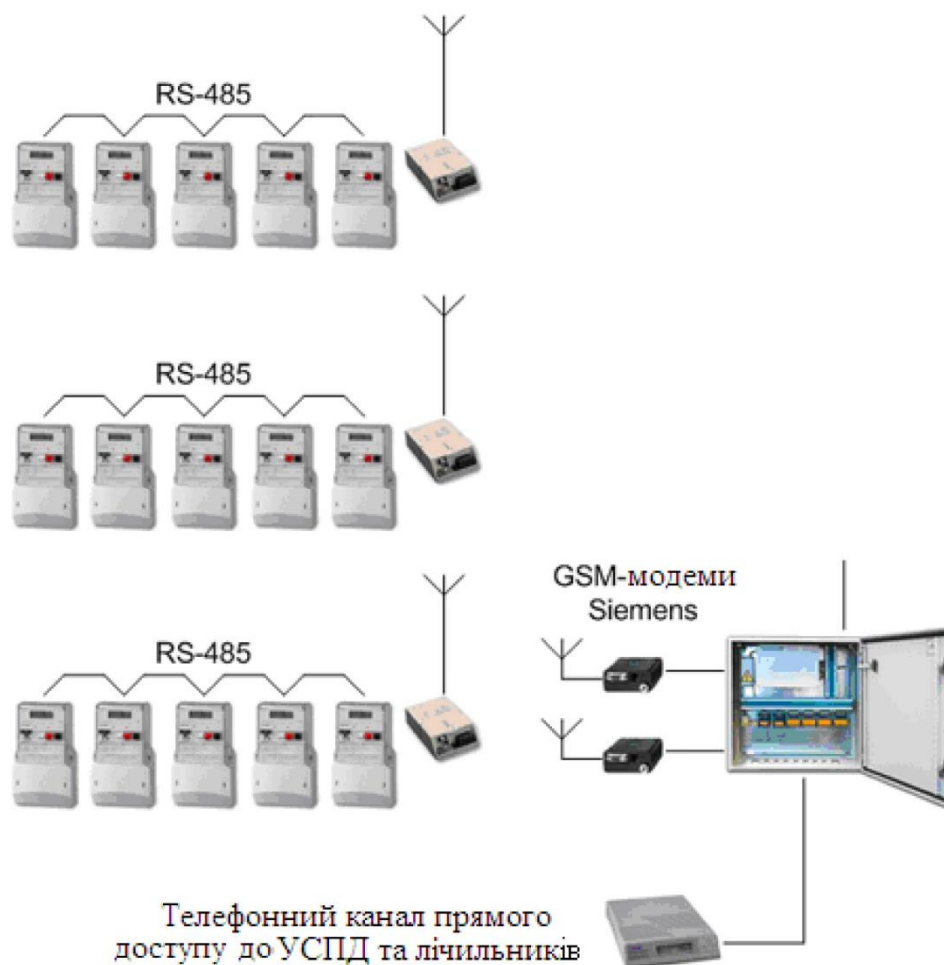


Рисунок 3.5 – Структурна схема передачі сигналу

На даний момент практично всі електролічильники встановлюються на межі електричних мереж 0,4 кВ із споживачами електроенергії. Тим самим із споживачів знімається відповідальність та фінансові витрати на технічне обслуговування лічильників. За це починають відповідати енергопостачальні організації.

Відбувається встановлення електролічильників на кордонах із споживачами в електроустановках 10 кВ, на вводах у багатоквартирні житлові будинки та продовжується монтаж у найбільш масовому сегменті - у приватному секторі та юридичних осіб (магазини, кіоски, майстерні та інші нежитлові приміщення).

АСКОЕ дозволяє точно враховувати та контролювати в реальному часі споживання електроенергії, виявляти та запобігати несанкціонованим підключенням, втручанням у роботу лічильників та знижувати нетехнологічні втрати електроенергії.

3.4 Розрахунок струмів короткого замикання

Для встановлення запропонованих пристроїв на трансформаторну підстанцію потрібно також встановлювати супутні елементи: прилади, реле, кабелі та інші пристрої, необхідні для повноцінної роботи захисту.

Для вибору цього обладнання необхідно провести розрахунки струмів короткого замикання. Докладно розглянемо впровадження елементів Smart Grid на РП-25.

Об'єктом будівництва є розподільний пункт РП-25. У цьому РП є 2 секції збірних шин із загальним числом комірок 22 типу КСВ-203 та РП-0,4 кВ. У середині комірок знаходяться вимикачі, ТС та ТН, роз'єднувачі, запобіжники та інше електрообладнання. Саму комірку поділено на відсік збірних шин, відсік вимикача, відсік релейного захисту та відсік трансформатора струму або напруги.

У РП-25 також встановлені прилади обліку та вимірювання, пристрої захисту та пристрої телемеханіки.

Відходящий фідер – це лінія, що складається з шин і обладнання (вимикача, роз'єднувача), що має одне призначення, напруга і найменування. У РП-25 16 відходящих ліній з урахуванням двох трансформаторних комірок.

На рис. 3.6 та 3.7 показано первинну схему обладнання об'єкта РП-25, на яке встановлюватимуться захист від замикань на землю. Обладнання «Альтра» можна встановити в одну з комірок, де є вільне місце, також його можна встановити в окрему шафу і підключитися до шістнадцяти комірок відхідної лінії за допомогою кабелю з мідних жил.

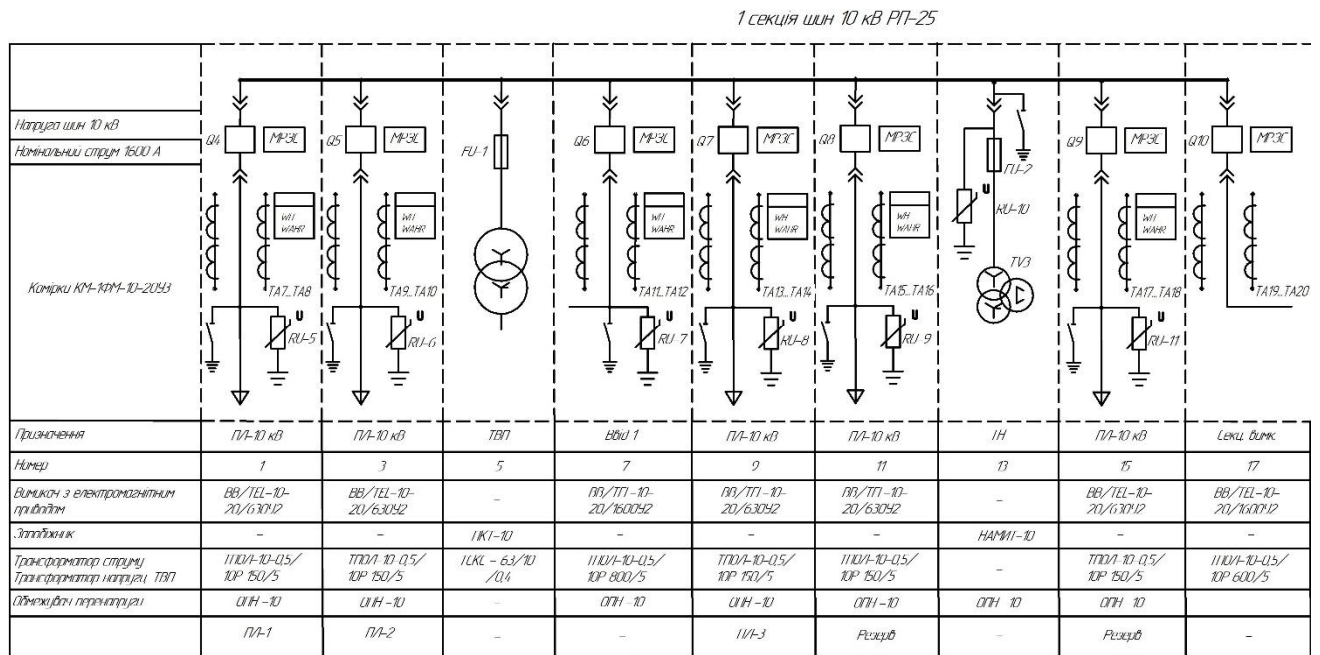


Рисунок 3.6 – Схема обладнання РП-25. 1-ша секція шин

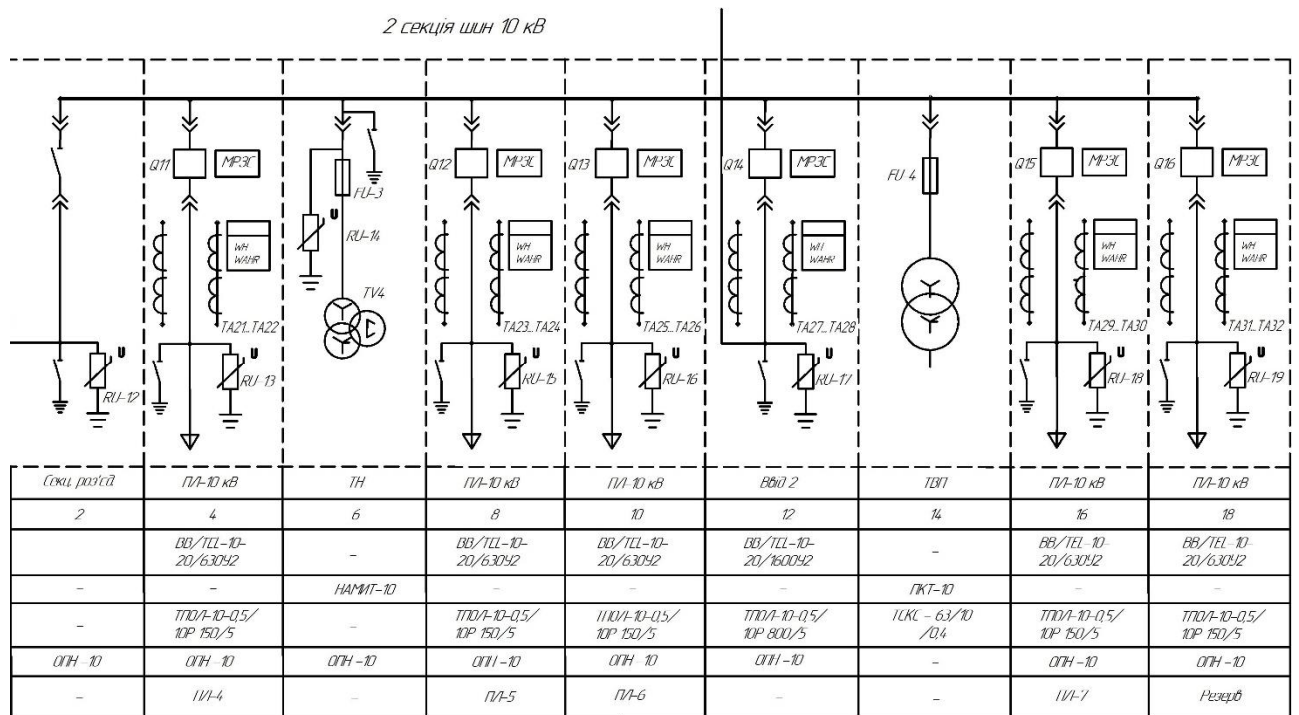


Рисунок 3.7 – Схема обладнання РП-25. 2-га секція шин

На рис. 3.8 показано план розташування обладнання РП-25 із зазначенням відстані необхідної для розрахунку довжини витраченого кабелю при установці запропонованого обладнання системи Smart Grid.

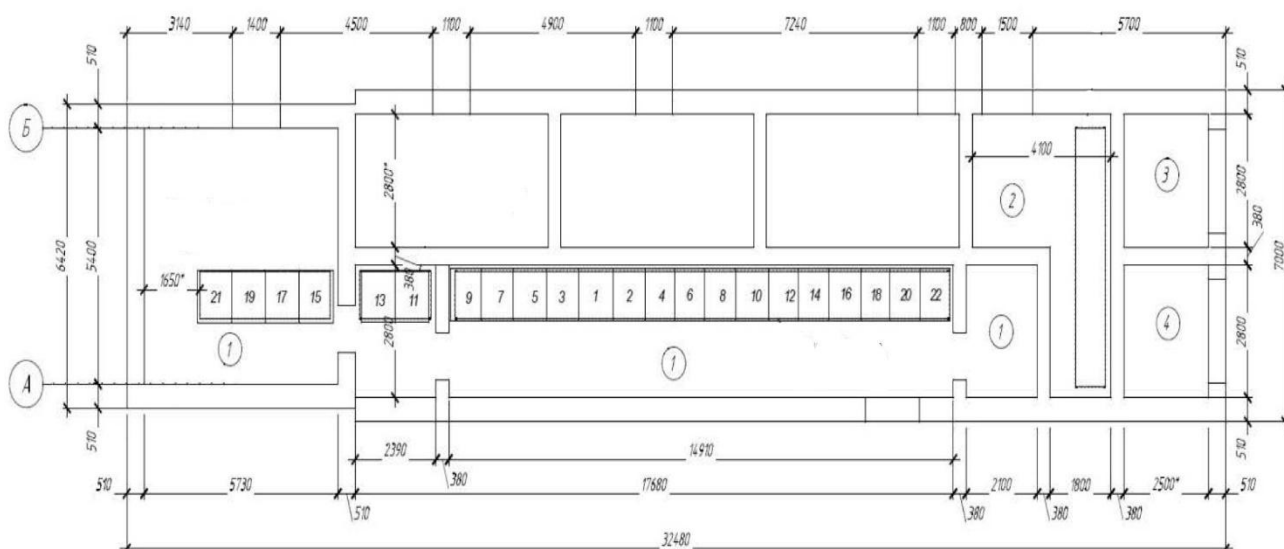


Рисунок 3.8 – План розташування обладнання РП-25

За даними струму трифазного к.з. К-1 на першій шині підстанції на 2024 р. складають $I_{max}=15,1\text{ кА}$, $I_{min}=11\text{ кА}$, на другій шині складають $I_{max}=12,3\text{ кА}$, $I_{min}=8,9\text{ кА}$.

3.4.1 Визначення струму КЗ (К-4) на шинях РП-25.

На рис. 3.9 представлено електричну схему РП-25.

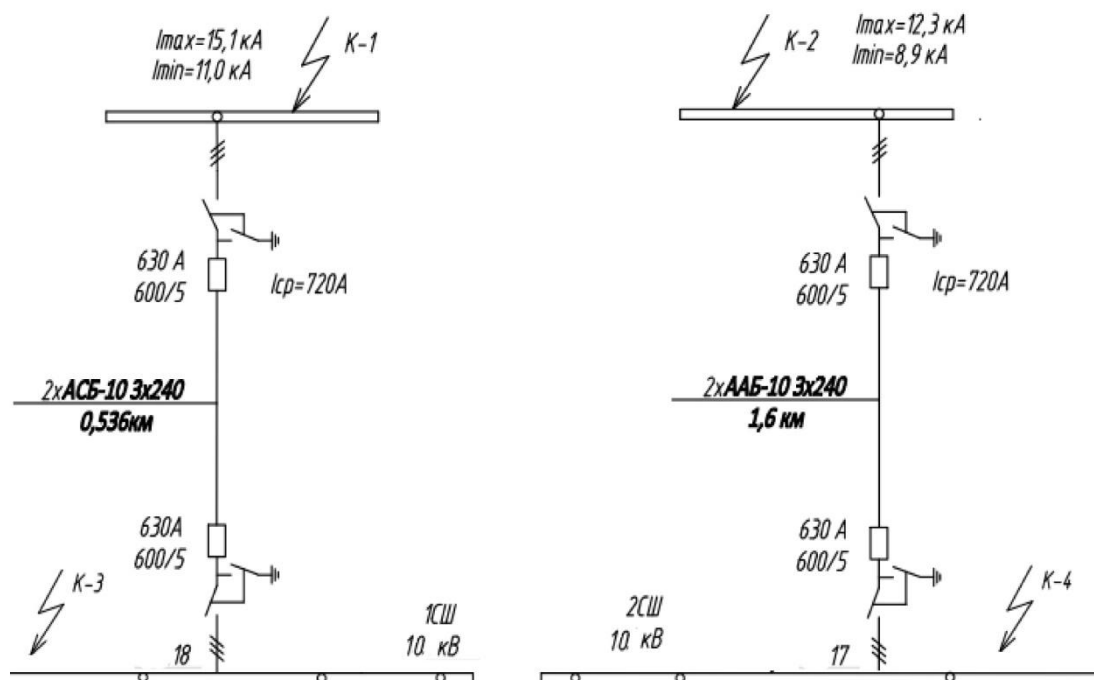


Рисунок 3.9 – Електричну схема РП-25

1. Ділянка ввід 1 комірка 17:

Максимальний та мінімальний опір системи визначаються за формулами:

$$Z_{C \max} = \frac{U_C}{\sqrt{3} \cdot I_{K3 \max}^{(3)}};$$

де U_C – напруга мережі, В;

$I_{K3 \max}^{(3)}$ – струм трифазного к.з. в максимальному режимі, кА.

$$Z_{C \min} = \frac{U_C}{\sqrt{3} \cdot I_{K3 \min}^{(3)}};$$

де $I_{K3 \min}^{(3)}$ – струм трифазного к.з. в мінімальному режимі, кА.

$$Z_{C \max} = \frac{6,3}{\sqrt{3} \cdot 15,1} = 0,241 \text{ Ом}$$

$$Z_{C \min} = \frac{U_C}{\sqrt{3} \cdot 11} = 0,331 \text{ Ом}$$

Активні та індуктивні опори лінії визначаються за формулами:

$$X = X_{\text{пит}} \cdot L$$

де $X_{\text{пит}}$ – питомий індуктивний опір, Ом;

L – довжина кабельної лінії, м.

$$X = 0,071 \cdot 0,536 / 2 = 0,019 \text{ Ом}$$

$$R = R_{\text{пит}} \cdot L$$

де $R_{\text{пит}}$ – питомий активний опір, Ом/

$$R = 0,13 \cdot 0,536 / 2 = 0,035 \text{ Ом}$$

Опір лінії визначаємо за формулою:

$$Z_L = \sqrt{X^2 + R^2}$$

$$Z_L = \sqrt{0,19^2 + 0,35^2} = 0,04 \text{ Ом}$$

Повний максимальний та мінімальний опір всіх елементів визначається за формулами:

$$Z_{\max} = Z_{C \max} + Z_L$$

$$Z_{\max} = 0,241 + 0,04 = 0,281 \text{ Ом}$$

$$Z_{\min} = Z_{C \min} + Z_{\mathcal{L}}$$

$$Z_{\min} = 0,331 + 0,04 = 0,371 \text{ Ом}.$$

Струми трифазного к.з. у максимальному та мінімальному режимах системи розраховуються за формулами:

$$I_{K3 \max \text{ ПП}}^{(3)} = \frac{U_C}{\sqrt{3} \cdot Z_{\max}}$$

$$I_{K3 \max \text{ ПП}}^{(3)} = \frac{6,3}{\sqrt{3} \cdot 0,281} = 12,97 \text{ кА}$$

$$I_{K3 \min \text{ ПП}}^{(3)} = \frac{U_C}{\sqrt{3} \cdot Z_{\min}}$$

$$I_{K3 \min \text{ ПП}}^{(3)} = \frac{6,3}{\sqrt{3} \cdot 0,371} = 9,82 \text{ кА}$$

2. Ділянка ввід 1 комірка 18:

Максимальний та мінімальний опір системи визначаються за формулами:

$$Z_{C \max} = \frac{6,3}{\sqrt{3} \cdot 12,3} = 0,296 \text{ Ом}$$

$$Z_{C \min} = \frac{U_C}{\sqrt{3} \cdot 8,9} = 0,409 \text{ Ом}$$

Активні та індуктивні опори лінії визначаються за формулами:

$$X = 0,071 \cdot 1,6 / 2 = 0,06 \text{ Ом}$$

$$R = 0,13 \cdot 1,6 / 2 = 0,104 \text{ Ом}$$

Опір лінії визначаємо за формулою:

$$Z_{\mathcal{L}} = \sqrt{0,06^2 + 0,104^2} = 0,12 \text{ Ом}$$

Повний максимальний та мінімальний опір всіх елементів визначається за формулами:

$$Z_{\max} = 0,296 + 0,12 = 0,416 \text{ Ом}$$

$$Z_{\min} = 0,409 + 0,12 = 0,529 \text{ Ом}.$$

Струми трифазного к.з. у максимальному та мінімальному режимах системи розраховуються за формулами:

$$I_{K3 \max PI}^{(3)} = \frac{6,3}{\sqrt{3} \cdot 0,529} = 6,88 \text{ кА}$$

$$I_{K3 \min PI}^{(3)} = \frac{6,3}{\sqrt{3} \cdot 0,416} = 8,75 \text{ кА}$$

3.4.2 Розрахунок вставок релейного захисту

1. Ділянка ввід 1 комірка17.

Максимальна приєднана потужність визначається за формулою:

$$\sum S = \sum_{i=0}^n S$$

$$\begin{aligned} \sum S &= 1000 + 630 + 1000 + 630 + 630 + 1000 + 400 + 400 + 250 + 250 + 250 + 250 + \\ &+ 250 + 400 + 400 + 630 + 630 + 630 + 1000 + 630 + 630 + 400 + 40 + 630 + 630 = \\ &= 14580 \text{ кВА.} \end{aligned}$$

Робочий струм максимального навантаження визначається за формулою:

$$I_{роб \max} = \frac{S \cdot K_M \cdot K_3}{\sqrt{3} \cdot U_H}$$

де S – приєднана потужність, кВА;

K_M – коефіцієнт поєднання максимумів;

K_3 – коефіцієнт завантаження трансформаторів.

$$I_{роб \max} = \frac{14580 \cdot 0,7 \cdot 0,6}{\sqrt{3} \cdot 6,3} = 561,84 \text{ А.}$$

1. Ділянка ввід 2 комірка18.

Максимальна приєднана потужність визначається за формулою:

$$\begin{aligned} \sum S &= 1000 + 630 + 1000 + 630 + 630 + 1000 + 400 + 400 + 250 + 250 + 250 + 250 + \\ &+ 250 + 400 + 400 + 630 + 630 + 630 + 1000 + 630 + 630 + 400 + 40 + 630 + 630 = \\ &= 14580 \text{ кВА.} \end{aligned}$$

Робочий струм максимального навантаження визначається за формулою:

$$I_{роб \max} = \frac{14580 \cdot 0,7 \cdot 0,6}{\sqrt{3} \cdot 6,3} = 561,84 \text{ А.}$$

3.4.3 Розрахунок вставок ОЗЗ

Визначити ємнісний струм у кабельній мережі без дугогасильних реакторів, можна за допомогою створення штучної несиметрії при підключенні додаткової ємності, наприклад косинусного конденсатора, до однієї з фаз мережі. Додаткова ємність має становити 10-15% сумарної ємності всіх трьох фаз мережі.

Ємнісний струм мережі I_c (А) визначається за формулою 5.12:

$$I_c = \omega \cdot U_{\phi 1} \cdot \Delta C \cdot \left(\frac{U_{\phi}}{U_{HC}} - 1 \right) \cdot 10^{-6}$$

де ΔC – додаткова ємність, мкф;

U_{HC} – напруга несиметрії при підключенні додаткової ємності, В;

$U_{\phi 1}$ – первинна фазна напруга у нормальному режимі, В;

$\omega = 2\pi f = 2 \cdot 3,14 \cdot 50 = 314$ – кутова частота, рад/с.

Первинна фазна напруга в нормальному режимі $U_{\phi 1}$ (В) визначається за формулою:

$$U_{\phi 1} = U_{\phi 2} \cdot k_{TT}$$

де $U_{\phi 2}$ – вторинна фазна напруга в нормальному режимі, В;

k_{TT} – коефіцієнт трансформації трансформатора напруги.

Напруга несиметрії при підключенні додаткової ємності U_{HC} визначається за формулою:

$$U_{HC} = U_{HC.\delta} \cdot k_{TT}$$

де $U_{HC.\delta}$ – вторинна напруга несиметрії з додатковою ємністю $(a_{\delta} - x_{\delta})$;

В табл. 3.2 подано розрахунок ємнісного струму.

Таблиця 3.2 – результати розрахунку ємнісного струму.

	$U_{A0},$ B	$U_{B0},$ B	$U_{C0},$ B	$U_{HE},$ B	$\Delta C,$ $мкф$	$U_{\phi},$ B	$U_{нес},$ B
Виводи ТН	$A-0$	$B-0$	$C-0$	$a_{\delta}-x_{\delta}$			
1 СШ – 10 кВ							
1 вимір (без конденсатора)	58.5	58.5	58.5	0.1		3510	
2 вимір (з конденсатором)	62.0	51.9	6.2	11.9	1.52		412,7
2 СШ – 10кВ							
1 вимір (без конденсатора)	59.5	59.5	59.5	0.1		3570	
2 вимір (з конденсатором)	70.5	41.0	71.5	32.4	1.52		1123,6

$$I_c = 314 \cdot 3510 \cdot 1,52 \cdot \left(\frac{3510}{412,7} - 1 \right) \cdot 10^{-6} = 12,573 A - \text{ємнісний струм на 1 СШ};$$

$$I_c = 314 \cdot 3570 \cdot 1,52 \cdot \left(\frac{3570}{1123,6} - 1 \right) \cdot 10^{-6} = 3,710 A - \text{ємнісний струм на 2 СШ};$$

Струм уставки спрацьовування захисного захисту від замикання на землю $I_{вст}(A)$ визначається за формулою:

$$I_{вст} = I_c \cdot k$$

де I_c – ємнісний струм мережі, А;

k – коефіцієнт по струму.

Згідно з інструкцією заводу-виробника терміналу, для захисту від однофазних замикань на землю, вставка спрацьовування приймається на рівні 5% від мінімально можливого загального ємнісного струму секції. Якщо значення вставки по струму вибирається з значень 5% від загального ємнісного струму мережі, то значення коефіцієнта k може дорівнювати 0.05.

$$I_{вст} = 12,573 \cdot 0,05 = 0,62 A;$$

$$I_{вст} = 3,710 \cdot 0,05 = 0,1855 A$$

3.5 Висновки до розділу 3

В даному розділі розглянуто впровадження технологій Smart Grid. Підключення до вторинних кіл буде організовано з існуючими трансформаторами струму нульової послідовності, трансформаторами струму та трансформаторами напруги. На електричних, структурних та принципово монтажних схемах підстанції та розподільного пункту зображені технології Smart Grid (пристрої визначення пошкодженого фідера та АСКОЕ), струмові кола та кола напруги, а також схеми реалізації даних пристроїв.

Впровадження технологій Smart Grid дозволить оптимізувати структуру мережі, забезпечити керованість, спостереження всієї мережі та своєчасно виявити пошкодження в мережах електропостачання, забезпечити безперебійність електропостачання споживачів різних категорій. Впровадження АСКОЕ дозволить забезпечити дистанційний збір даних з інтелектуальних приладів обліку, передачу отриманої інформації до центру збору даних та обробку переданих даних з метою оптимізації обліку та енергоспоживання. Також впровадження технологій Smart Grid дозволить знизити неправильні спрацьовування захисту від однофазних замикань на землю на 96%.

4 ОХОРОНА ПРАЦІ ТА БЕЗПЕКА В НАДЗВИЧАЙНИХ СИТУАЦІЯХ

4.1 Забезпечення пожежної безпеки при експлуатації електроустановок

Відповідно Застосування, монтаж, наладка та експлуатація електроустановок повинна відповідати вимогам чинних Правил улаштування електроустановок (ПУЕ), Правил технічної експлуатації електроустановок споживачів (ПТЕ), Правил техніки безпеки під час експлуатації електроустановок споживачів (ПТБ), ДНАОП 0.00-1.32-01 «Правила будови електроустановок. Електрообладнання спеціальних установок» та інших нормативних документів.

Пожежна безпека електроустановок досягається системами запобігання пожежі і пожежному захисту, які повинні забезпечувати:

- запобігання утворенню горючого середовища (використання матеріалів зниженої горючості і так далі);
- запобігання утворення горючого середовища або внесення в нього джерел запалення (відповідність виконання, застосування і режиму експлуатації електроустановок класу пожежо- і вибухонебезпечних приміщень, регламентація допустимих температур нагріву струмоведучих і несучих частин електроустановок);
- запобігання поширенню пожежі за межі вогнища займання (облаштування протипожежних перешкод, облаштування аварійного відключення, наявність аварійного зливу оливи, облаштування маслоприймачів, застосування засобів пожежогасіння, пожежної сигналізації і сповіщення про пожежу);
- запобігання виходу з ладу електроустановок при пожежі (застосування конструкцій відповідної вогнестійкості, використання відповідних засобів пожежогасіння);

- запобігання загибелі людей при пожежі (евакуація людей, застосування засобів індивідуального захисту і так далі).

При гасінні пожеж в електроустановках виникає небезпека ураження електричним струмом. Необхідно відключити напругу, перш ніж приступати до гасіння пожежі. Ураження електричним струмом може настати в результаті:

- безпосереднього дотику до струмовдечих частин, що знаходяться під напругою;
- проходження струму витоку через тіло людини;
- попадання під крокову напругу. Найбільша вірогідність ураження виникає у випадку, при якому струмінь вогнегасячого складу досягає частин електроустановки, що знаходиться під напругою. Одним з рішень є застосування струмонепровідних вогнегасячих складів. Крім того, займання можливе у важкодоступних для гасіння частинах установки. [2]

Освітлення. В усіх відділеннях цеху застосовуємо систему загального освітлення з рівномірним розміщенням світильників під стелею.

Робоче освітлення влаштовується в усіх приміщеннях і забезпечує на робочих поверхнях нормовану освітленість.

Також, цех оснащується аварійним освітленням, необхідним для безпечної евакуації людей, у разі згасання робочого освітлення. Аварійне освітлення повинне забезпечувати освітленість не менше 0,5 лк

Вентиляція. Для забезпечення чистоти повітря і нормалізації параметрів мікроклімату у виробничих приміщеннях окрім місцевих відсасуючих пристроїв, що забезпечують видалення шкідливих речовин із зони різання (пилу, дрібної стружки і аерозолів), має бути передбачена припливно-витяжна загальнообмінна система вентиляції.

Повітря, що видаляється місцевими відсасуючими пристроями, має бути очищене в масляних фільтрах до вступу його у вентилятор, фільтри і вентилятори мають бути ізольовані від цеху, де здійснюється обробка різанням. Щоб уникнути небезпеки утворення вибухонебезпечної суміші магнієвого пилу

з повітрям не допускається застосовувати для очищення сухі відцентрові циклони і суконні фільтри.

Для зняття статичної електрики пилеприймачами і повітровідводами вентиляційних установок повинні мати заземлення.

Теплоізоляція печей. В усіх печей в термічному відділенні робочі камери відокремлені від навколишнього простору і зовнішніх конструкцій, матеріалом здатним працювати при цих температурах і бути досить міцним, щоб витримувати ті навантаження і удари, якими він піддається в печі.

4.2 Ліквідація наслідків надзвичайних ситуацій

Проблема запобігання виникнення надзвичайних ситуацій техногенного походження та ліквідації їх наслідків в Україні є однією з найактуальніших.

У статті 8 Закону України “Про Цивільну оборону України” наголошено, що “Керівництво підприємств, установ та організацій незалежно від форм власності і підпорядкування забезпечує своїх працівників засобами індивідуального та колективного захисту, організовує здійснення евакуаційних заходів, створює сили для ліквідації наслідків надзвичайних ситуацій та забезпечує їх готовність до практичних дій, виконує інші заходи з ЦО і несе пов’язані з цим матеріальні та фінансові витрати”.

Сутність рятувальних та інших невідкладних робіт – це усунення безпосередньої загрози життю та здоров’ю людей, відновлення життєзабезпечення населення, запобігання або значні зменшення матеріальних збитків. Рятувальні та інші невідкладні роботи включають також усунення пошкоджень, які заважають проведенню рятувальних робіт, створення умов для наступного проведення відновлювальних робіт. РіНР поділяють на рятувальні роботи та невідкладні роботи.

До рятувальних робіт відносять:

- розвідка маршруту руху сил, визначення обсягу та ступеню руйнувань, розмірів зон зараження, швидкості і напрямку розповсюдження зараженої хмари чи пожежі;
- локалізація та гасіння пожеж на маршруті руху сил та ділянках робіт;
- визначення об'єктів і населених пунктів, яким безпосередньо загрожує небезпека;
- визначення потрібного угруповання сил і засобів запобігання і локалізації небезпеки;
- пошук уражених та звільнення їх з-під завалів, пошкоджених та палаючих будинків, із загазованих та задимлених приміщень;
- розкриття завалених захисних споруд та рятування з них людей;
- вивіз або вивід населення із небезпечних місць у безпечні райони;
- організація комендантської служби, охорона матеріальних цінностей і громадського порядку;
- відновлення життєздатності населених пунктів та об'єктів;
- санітарна обробка уражених;
- знезараження одягу, взуття, засобів індивідуального захисту, територій, споруд, а також техніки;
- соціально-психологічна реабілітація населення.

До невідкладних робіт відносять:

- прокладання колонних шляхів та улаштування проїздів (проходів) у завалах та на зараженій території;
- локалізація аварій на водопровідних, енергетичних, газових і технологічних мережах;
- ремонт та тимчасове відновлення роботи комунально-енергетичних систем та мереж зв'язку для забезпечення рятувальних робіт;
- зміцнення або руйнування конструкцій, які загрожують обвалом і безпечному веденню робіт;

РіНР здійснюють у три етапи. На першому етапі вирішуються завдання:

- щодо екстреного захисту населення;

- з запобігання розвитку чи зменшення впливу наслідків;
- з підготовки до виконання РіНР.
- Основними заходами щодо захисту населення є:
- оповіщення про небезпеку;
- використання засобів захисту;
- додержання режимів поведінки;
- евакуація з небезпечних у безпечні райони;
- здійснення санітарно-гігієнічної, протиепідемічної профілактики і надання медичної допомоги;
- локалізація аварій;
- зупинка чи заміна технологічного процесу виробництва;
- попередження (запобігання) і гасіння пожеж.

На другому етапі проводять:

- пошук потерпілих;
- витягання потерпілих з-під завалів, з палаючих будинків, пошкоджених транспортних засобів;
- евакуація людей із зони лиха, аварії, осередку ураження;
- надання медичної допомоги;
- санітарна обробка людей;
- знезараження одягу, майна, техніки, території;
- проведення інших невідкладних робіт, що сприяють і забезпечують здійснення рятувальних робіт;
- надання потерпілим першої допомоги та евакуація їх (при необхідності) у лікувальні заходи.

На третьому етапі вирішуються завдання щодо забезпечення життєдіяльності населення у районах, які потерпіли від наслідків НС6

- відновлення чи будівництво житла;
- відновлення енерго-, тепло-, водо- та газопостачання, ліній зв'язку;
- організація медичного обслуговування;
- забезпечення продовольством і предметами першої необхідності;

- знезараження харчів, води, фуражу, техніки, майна, територій;
- соціально-психологічна реабілітація;
- відшкодування збитків;

Відновлювальні роботи ЦО не виконує, їх здійснює спеціально створені підрозділи. Залежно від рівня надзвичайної ситуації (загальнодержавного, регіонального, місцевого, чи об'єктового) для проведення РіНР залучають сили та засоби ЦО центрального, регіонального або об'єктового підпорядкування.

ЗАГАЛЬНІ ВИСНОВКИ

В даній роботі здійснено впровадження системи Smart Grid в розподільчих мережах 10 кВ даних, що дозволить швидко виявляти пошкодження в мережах електропостачання та забезпечити безперебійність постачання споживачів різних категорій, а також забезпечити дистанційний збір даних з інтелектуальних приладів обліку, передачу отриманої інформації до центру збору даних та обробку переданих даних з метою оптимізації обліку та енергоспоживання. .

1. При дослідженні роботи мережі 10 кВ було виявлено, що існуючі захисту від замикань на землю не забезпечують достатньої селективності та чутливості, тим самим не задовольняють вимоги до пристроїв релейного захисту та автоматики.

2. Запропоновано впровадити технологію Smart Grid в мережі 10 кВ, яка дозволить оптимізувати структуру мережі, забезпечити керованість, спостереження всієї мережі та своєчасно виявити пошкодження в мережах електропостачання, забезпечити безперебійність електропостачання споживачів різних категорій.

3. Запропонована до впровадження автоматизована система комерційного обліку електричної енергії дозволить забезпечити дистанційний збір даних з інтелектуальних приладів обліку, передачу отриманої інформації до центру збору даних та обробку переданих даних з метою оптимізації обліку та енергоспоживання.

4. Розроблено заходи щодо безпечного обслуговування персоналом мережі 10 кВ.

6. Впровадження технологій Smart Grid в електричні мережі дозволить знизити неправильні спрацьовування захисту від однофазних замикань на землю на 96%.

ПЕРЕЛІК ПОСИЛАНЬ

1. Оробчук Б. Автоматизована система релейного захисту від замикань на землю. Оробчук Б., Сисак І., Бабюк С. // Вісник ТНТУ. - 2012. - Том 66. - № 2. - С.198-206
2. Рубаненко, О.; Рубаненко, О.; Пограничний, Б.. Дослідження подвійних замкнень на землю в мережах 10 кВ з ізолюваною нейтраллю. Herald of Khmelnytskyi National University. Technical sciences, 2024, 331.1: 415-419.
3. Orobchuk, B., Babiuk, S., Buniak, O., Sysak, I., Kostyk, L., Nakonechniy, M., & Filiuk, Y. (2023). Development of an educational laboratory stand at the base fast-acting automatic reserve input. Вісник Тернопільського національного технічного університету, 112(4), 12-25.
4. Белякова, І. В., Вакуленко, О. О., & Фіголь, Р. П. (2020). Перспективи розвитку розподільних електромереж середнього класу напруги. Збірник тез доповідей IX Міжнародної науково-технічної конференції молодих учених та студентів „Актуальні задачі сучасних технологій“, 2, 94-95.
5. Бабюк, С. М., & В Пліс, Я. (2020). Шляхи підвищення енергоефективності систем електропостачання. Збірник тез доповідей IX Міжнародної науково-технічної конференції молодих учених та студентів „Актуальні задачі сучасних технологій“, 2, 82-83.
6. Лежнюк, П. Д. Методи і засоби захисту від обриву проводу та пошук місця пошкодження в розподільній мережі зі складною топологією напругою 6–35 кВ : монографія / П. Д. Лежнюк, М. В. Кутіна. — Вінниця : ВНТУ, 2014. — 152 с.
7. IKI-50_1F R2. Kries-Energietechnik. URL: <https://www.kries.com/en/products/iki-line/station-control-units/1523/iki-50-1f-r2> (date of access: 14.10.2024).
8. Оробчук Б., Братковський Н, Семенюк В. Дослідження перехідних процесів при замиканнях на землю // VI Міжнародна науково-технічна конференція молодих учених та студентів „Актуальні задачі сучасних технологій“ -Тернопіль, ТНТУ ім. Івана Пулюя 2017 р.

9. Реєстратор електричних процесів РПМ-416. Спецавтоматика Україна. ООО «Спецавтоматика Украина». URL: <https://ukrspecavtomat.com.ua/uk/products/registrator-elektricheskikh-processov-rpm-416/> (дата звернення: 14.10.2024).

10. Пристрій ІМФ-10Т – Інститут автоматизованих систем. URL: <https://ias.kharkov.ua/products/ustrojstvo-imf-10t/> (дата звернення: 15.10.2024).

11. Пристрій визначення віддалі до місця пошкодження в мережах 6-35 кВ "Альтра-М" – Інститут мікропроцесорних систем керування об'єктами електроенергетики. URL: <https://www.imskoe.org.ua/stti/sstt2.htm> (дата звернення: 15.10.2024).

12. Ткач, Володимир Іванович. Система ідентифікації місць однофазних замикань на землю у повітряних електричних мережах з ізолюваною нейтраллю [Текст] : автореф. дис. ... канд. техн. наук : 05.09.03 / Ткач Володимир Іванович ; Нац. ун-т "Чернігів. політехніка". - Чернігів, 2021. - 20 с.

13. Бабюк С. М. Автоматичні системи комерційного обліку електроенергії для побутових споживачів / С. М. Бабюк, В. О. Рудянин, Д. Ю. Соловко // Матеріали XII Міжнародної науково-практичної конференції молодих учених та студентів „Актуальні задачі сучасних технологій“, 6-7 грудня 2023 року. — Т. : ФОП Паляниця В. А., 2023. — С. 212–213.

14. Бабюк С. М. Підвищення енергоефективності підприємств за рахунок контролю характеристик режимів електропостачання / С. М. Бабюк, М. Д. Приймак, Р. В. Паськів // Збірник тез доповідей VI Міжнародної науковотехнічної конференції молодих учених та студентів „Актуальні задачі сучасних технологій“, 16-17 листопада 2017 року. — Т. : ТНТУ, 2017. — Том 3. — С. 90– 91.

15. П.Євтух. Облік електроенергії при несинусоїдальних і несиметричних режимах у мережах електропостачання міст / П.Євтух, С.Бабюк, Т.Кислиця // Вісник ТНТУ. — 2013. — Том 70. — № 2. — С.183-189.

16. Використання каналів радіозв'язку в системах диспетчерського керування електропостачанням / Б.Оробчук, О.Рафалюк, С.Бабюк // Вісник

КДПУ ім. Михайла Остроградського. Випуск 3/2009 (56). Частина 1 – С.131-134 – [Електронний ресурс] –Режим доступу: [http://www.kdu.edu.ua/statti/2009-3-1\(56\)/131.PDF](http://www.kdu.edu.ua/statti/2009-3-1(56)/131.PDF)

17. ДСТУ EN 50160:2014 Характеристики напруги електропостачання в електричних мережах загальної призначеності (EN 50160:2010, IDT)

18. Якість електроенергії та її вплив на електроспоживання і надійність роботи електроустаткування // PATRIOT-NRG. Міжнародний портал з енергозбереження [Веб-сайт]. - Київ. - URL: <https://patriot-nrg.com/content/yakist-elektroenergiyi-ta-yiyi-vplyv-na-elektrospozhyvannya-i-nadiynist-roboty> (дата звернення: 23.10.2023).

19. Буняк, О., Бабюк, С., & Сисак, І. (2019). Інтелектуальний пристрій автоматичного регулювання параметрів електромережі. Матеріали IV Міжнародної науково-технічної конференції „Теоретичні та прикладні аспекти радіотехніки, приладобудування і комп’ютерних технологій “присвячена 80-ти річчю з дня народження професора ЯІ Проця, 268-270.

20. Babiuk, Serhiy, et al. "Algorithms for automatic of metrological characteristics of transducers." Вісник Тернопільського національного технічного університету 107.3 (2022): 67-75.

21. Методичний посібник для здобувачів освітнього ступеня «магістр» всіх спеціальностей денної та заочної (дистанційної) форм навчання «БЕЗПЕКА В НАДЗВИЧАЙНИХ СИТУАЦІЯХ» / В.С. Стручок –Тернопіль: ФОП Паляниця В. А., –156 с.

22. Коваль В.П. Методичні вказівки до виконання кваліфікаційної роботи магістра для здобувачів другого рівня вищої освіти за ОПП Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка/ В.П. Коваль, М.Г. Тарасенко, О.А. Буняк, Л.Т. Мовчан – Тернопіль: ТНТУ, 2024. – 51 с.