

**НАЦІОНАЛЬНИЙ ТЕХНІЧНИЙ УНІВЕРСИТЕТ УКРАЇНИ
«КИЇВСЬКИЙ ПОЛІТЕХНІЧНИЙ ІНСТИТУТ
імені ІГОРЯ СІКОРСЬКОГО»**

Факультет електроенерготехніки та автоматики

Кафедра автоматизації енергосистем

«На правах рукопису»
УДК 621.316

До захисту допущено:
В.о. завідувача кафедри
_____ Денис ДЕРЕВ'ЯНКО
«16» грудня 2025 р.

**Магістерська дисертація
на здобуття ступеня магістра
за освітньо-науковою програмою «Управління, захист та автоматизація
енергосистем»
зі спеціальності 141 «Електроенергетика, електротехніка та
електромеханіка»
на тему: «Підходи до інтеграції систем релейного захисту та
автоматизованих систем управління технологічними процесами
підстанції 110/35 кВ на базі стандартів ІЕС»**

Виконав:

студент II (VI) курсу, групи ЕК-41мп
Олійник Валерій Олександрович _____

Науковий керівник:

к.т.н., доцент
Нестерко Артем Борисович _____

Консультант з назва розділу:

Посада, науковий ступінь, вчене звання, _____

Рецензент:

Посада, науковий ступінь, вчене звання, _____

Засвідчую, що у цій магістерській
дисертації немає запозичень з пра
інших авторів без відповідних
посилань.

Студент (-ка) _____

Київ – 2025 року

Національний технічний університет України
«Київський політехнічний інститут імені Ігоря Сікорського»
Факультет електроенерготехніки та автоматики
Кафедра автоматизації енергосистем

Рівень вищої освіти – другий (магістерський)

Спеціальність – 141 «Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка»

Освітньо-професійна програма «Управління, захист та автоматизація енергосистем»

ЗАТВЕРДЖУЮ

В.о. завідувача кафедри

_____ Денис ДЕРЕВ'ЯНЕНКО

«16» грудня 2025 р.

ЗАВДАННЯ
на магістерську дисертацію студенту
Олійнику Валерію Олександровичу

1. Тема дисертації : «Підходи до інтеграції систем релейного захисту та автоматизованих систем управління технологічними процесами підстанції 110/35 кВ на базі стандартів ІЕС», науковий керівник дисертації Нестерко Артем Борисович к.т.н., доцент, затверджені наказом по університету від «03» листопада 2025 р. № 4778-с
2. Термін подання студентом дисертації «16» грудня 2025р.
3. Об'єкт дослідження: - електрична підстанція 110/35 кВ, аналіз протоколів передачі даних, модернізація підстанції на базі стандартів ІЕС :
4. Вихідні дані:-: схема ПС 110/35кВ з вихідною інформацією.
5. Перелік завдань, які потрібно розробити : необхідно проаналізувати сучасні системи РЗА та АСУ ТП підстанцій, дослідити особливості їх застосування на об'єктах з відновлюваною генерацією, розробити концепцію цифрової підстанції на базі стандарту ІЕС 61850, виконати моделювання роботи захистів та оцінити техніко-економічну ефективність запропонованого рішення.
6. Орієнтовний перелік графічного (ілюстративного) матеріалу :-1. Схема ПС 110/35 кВ; 2. Розатшування пристроїв захисту та керування на ПС;

3.Архітектури цифрових ПС та їх переваги; 4. Моделювання та перевірка роботи.; 5.Схема АСУ ТП ПС 110/35 кВ.; 6. Стартап проєкт;.7. Охорона праці;

7. Орієнтовний перелік публікацій: Олійник В.О ., Нестерко А.Б.

ШВИДКОДІЯ РЕЛЕ ЗАХИСТУ В ЦИФРОВИХ ПІДСТАНЦІЯХ З PROCESS BUS: ПОРІВННЯ З АНАЛОГОВИМИ СИСТЕМАМИ// Міжнародний науково-технічний журнал «Сучасні проблеми електроенерготехніки та автоматики». –2025

8. Консультанти розділів дисертації

Розділ	Прізвище, ініціали та посада консультанта	Підпис, дата	
		завдання видав	завдання прийняв

9. Дата видачі завдання 13 жовтня 2025

Календарний план

№ з/п	Назва етапів виконання дипломного проєкту	Термін виконання етапів проєкту	Примітка
1	Аналіз літературних джерел, стандартів ІЕС 61850 та нормативних документів	01.09.2025-20.09.2025	
2	Аналіз об'єкта дослідження та існуючих рішень РЗА й АСУ ТП підстанцій	21.09.2025-05.10.2025	
3	Розрахунок режимів роботи підстанції та струмів короткого замикання	06.10.2025-20.10.2025	
4	Розроблення концепції цифрової підстанції та вибір протоколів обміну даними (GOOSE, SV, MMS)	21.10.2025-05.11.2025	
5	Моделювання роботи системи релейного захисту та аналіз швидкодії	06.11.2025-20.11.2025	
7	Розроблення стартап-проєкту та оцінка економічної ефективності	21.11.2025-05.12.2025	
8	Оформлення пояснювальної записки, висновків і підготовка до захисту	06.12.2025-15.12.2025	

Студент

(підпис)

Олійник В.О

(ініціали, прізвище)

Науковий керівник

(підпис)

Нестерко А.Б

(ініціали, прізвище)

РЕФЕРАТ

Магістерська дисертація містить пояснювальну записку, що складається з 101 сторінок та містить в своєму складі 18 рисунків, 15 таблиць, 4 графіка, 26 літературних посилань.

Актуальність теми - погіршення стану електроенергетичної інфраструктури України внаслідок воєнних дій, зростання частки децентралізованої та відновлюваної генерації, а також потреба у підвищенні надійності релейного захисту та автоматизації зумовлюють необхідність переходу до цифрових підстанцій нового покоління. Використання стандарту IEC 61850, технологій GOOSE, Sampled Values, цифрових комунікацій та мікропроцесорних пристроїв є ключовою умовою забезпечення швидкодії, кібернадійності та гнучкості енергосистеми. Актуальним є дослідження архітектури цифрової підстанції, особливостей інтеграції РЗА і АСУ ТП.

Мета дослідження - розроблення концепції цифрової підстанції 110/35 кВ на основі стандарту IEC 61850 та проведення цифрового моделювання роботи пристроїв релейного захисту з метою підтвердження релевантності даного вибору, з оцінкою швидкодії та характеристик інформаційного обміну GOOSE та Sampled Values.

Об'єкт дослідження - цифрова підстанція 110/35 кВ з використанням технологій IEC 61850, та інтелектуальних пристроїв релейного захисту та керування.

Предмет дослідження - процеси інформаційного обміну, структура мережі та функціонування пристроїв релейного захисту в цифровій архітектурі підстанції.

Методи дослідження - комп'ютерне моделювання передачі даних та спрацювання захистів, аналіз часових характеристик GOOSE та SV-повідомлень, моделювання аварійних режимів, розрахунок коротких замикань, побудова функціональної та комунікаційної архітектури підстанції відповідно до IEC 61850.

Результати роботи - розроблено концепцію цифрової підстанції 110/35 кВ з інтеграцією РЗА та АСУ ТП. Досліджено особливості взаємодії цифрових пристроїв та вплив конфігурації мережі на затримки передавання даних. Обґрунтовано підходи до організації централізованого та децентралізованого релейного захисту.

Практичне значення одержаних результатів - результати можуть бути використані при проектуванні та модернізації підстанцій 110/35 кВ, впровадженні цифрових технологій на об'єктах енергетичної інфраструктури, а також для тестування та налагодження пристроїв релейного захисту на основі IEC 61850. Матеріали роботи придатні для використання в навчальному процесі та при підготовці фахівців у сфері цифрових підстанцій і Smart Grid.

Публікації за тематикою досліджень - Олійник В.О., Нестерко А.Б.
ШВИДКОДІЯ РЕЛЕ ЗАХИСТУ В ЦИФРОВИХ ПІДСТАНЦІЯХ З
PROCESS BUS: ПОРІВННЯ З АНАЛОГОВИМИ СИСТЕМАМИ//
Міжнародний науково-технічний журнал «Сучасні проблеми
електроенерготехніки та автоматики». –2025

Ключові слова: IEC 61850, РЗА, АСУ ТП, HSR, PRP,ЦИФРОВА
ПІДСТАНЦІЯ, GOOSE,SCADA

ABSTRACT

The master's thesis contains an explanatory note consisting of 101 pages and includes 18 figures, 15 tables, 4 graphs, and 26 literature references.

Relevance of the topic – the deterioration of Ukraine's electric power infrastructure as a result of military actions, the growing share of decentralized and renewable generation, as well as the need to improve the reliability of relay protection and automation, necessitate the transition to next-generation digital substations. The use of the IEC 61850 standard, GOOSE and Sampled Values technologies, digital communications, and microprocessor-based devices is a key condition for ensuring high speed, cybersecurity, and flexibility of the power system. Therefore, the study of digital substation architecture and the features of integrating relay protection and automation with substation automation systems is highly relevant.

Purpose of the research – to develop a concept of a 110/35 kV digital substation based on the IEC 61850 standard and to perform digital modeling of relay protection devices in order to confirm the relevance of the chosen approach, with an assessment of operating speed and characteristics of GOOSE and Sampled Values information exchange.

Object of research – a 110/35 kV digital substation using IEC 61850 technologies and intelligent relay protection and control devices.

Subject of research – information exchange processes, network structure, and operation of relay protection devices within the digital substation architecture.

Research methods – computer simulation of data transmission and protection operation, analysis of time characteristics of GOOSE and Sampled Values messages, modeling of fault conditions, short-circuit calculations, and development of the functional and communication architecture of the substation in accordance with IEC 61850.

Results of the work – a concept of a 110/35 kV digital substation with integrated relay protection and substation automation systems has been developed. The interaction of digital devices and the impact of network configuration on data

transmission delays have been investigated. Approaches to the organization of centralized and decentralized relay protection have been substantiated.

Practical significance of the obtained results – the results can be used in the design and modernization of 110/35 kV substations, implementation of digital technologies at energy infrastructure facilities, as well as for testing and commissioning relay protection devices based on IEC 61850. The materials of the work are suitable for use in the educational process and in the training of specialists in the field of digital substations and Smart Grid.

Publications on the research topic – Oliinyk V.O., Nesterko A.B. Relay Protection Speed in Digital Substations with Process Bus: Comparison with Analog Systems // International Scientific and Technical Journal “Modern Problems of Electrical Engineering and Automation”. – 2025.

Keywords: IEC 61850, Relay Protection, Substation Automation System, HSR, PRP, Digital Substation, GOOSE, SCADA.

ПЕРЕЛІК СКОРОЧЕНЬ

GIS - комплектна розподільча установка з елегазовою ізоляцією

GOOSE – Generic Object-Oriented Substation Events.

IEC – International Electrotechnical Commission.

MMS – Manufacturing Messaging Specification.

RTU – Remote Terminal Unit.

SCADA – Supervisory Control And Data Acquisition.

SCL – Substation Configuration Language.

SMV – Sampled Measured Values.

AIS - комплектна розподільча установка з повітряною ізоляцією

ВН– висока напруга

ВРП – відкритий розподільчий пристрій.

ДГК- Дугогасна котушка

ДСТУ– державний стандарт України

ЗРП – закритий розподільчий пристрій.

ІМ – інформаційна мережа.

КЗ – коротке замикання

КРУЕ– комплектна розподільча установка з елегазом

МЕК – міжнародна електротехнічна комісія.

НН – низька напруга

ОЕС – об'єднана енергосистема.

ПС – підстанція.

РЗА – релейний захист.

СН – середня напруга

СРАП – система реєстрації аварійних подій

ТН – трансформатор напруги

ТС– трансформатор струму

ЗМІСТ

РЕФЕРАТ	4
ПЕРЕЛІК СКОРОЧЕНЬ.....	8
ВСТУП	12
РОЗДІЛ 1. АНАЛІЗ ПРОБЛЕМИ ІНТЕГРАЦІЇ СИСТЕМ РЗА ТА АСУ ТП. 14	
1.1 Загальна характеристика об'єкта дослідження.....	14
1.1.1 Логіка роботи схеми	17
1.2 Розрахунок струмів короткого замикання.....	17
1.2.1 Максиальний режим роботи	18
1.2.2 Мінімальний режим	20
1.3 Загальні вимоги до РЗА	21
1.4 Аналіз існуючих систем РЗА та АСУ ТП.....	23
1.4.1 Аналіз засталих протоколів зв'язку.....	25
1.5 Проблематика традиційних підстанцій	27
1.6 Визначення проблеми та формулювання завдання дослідження	28
Висновок	29
РОЗДІЛ 2. ІНТЕГРАЦІЯ СИСТЕМ РЗА ТА АСУ ТП У ЦИФРОВІЙ ПІДСТАНЦІЇ НА БАЗІ СТАНДАРТІВ ІЕС	30
2.1 Основні компоненти цифрової підстанції	32
2.2 Ключові Протоколи ІЕС 61850 та порівня з традиційними протоколами	36
2.3 Уніфікація пристроїв захисту та автоматизації	39
2.4 Передумови та критерії для оптимізації використання ресурсів комунікаційних архітектур.....	41
2.5 Перевірка швидкості роботи та аналіз випробувань	44

2.6 Рішення для оптимізації системи	51
Висновок	54
РОЗДІЛ 3. ПРАКТИЧНА РЕАЛІЗАЦІЯ ПС 110/35 кВ.....	55
3.1 Вибір пристроїв релейного захисту та їх функцій.....	55
3.1.1 Захист лінії 110 кВ	56
3.1.2 Захист силових трансформаторів і РПН	57
3.1.3 Автоматика вимикача 110 кВ групи трансформаторів і резервний захист групи трансформаторів.....	58
3.1.4 Захист і автоматика вводу 35 кВ трансформатора	59
3.1.5 Захист і автоматика СВ 35 кВ.....	60
3.1.6 Захист і автоматика лінії ВЕС.....	61
3.1.7 Захист і автоматика лінії 35 кВ ДГК.....	62
3.1.8 Захист і автоматика лінії 35 кВ ТВП.....	63
3.1.9 Диференційний захист шин 35 кВ.....	64
3.1.10 Захист ТН 35 кВ	65
3.2 Основні цілі та функції впровадження АСК ТП на ПС	65
3.3 Рішення по структурі системи	67
3.4 Забезпечення інформаційної безпеки АСК ТП.....	69
3.5 Технологічна мережа та програмно-технічний комплекс SCADA.....	70
Висновок	72
РОЗДІЛ 4. РОЗРОБКА СТАРТАП-ПРОЄКТУ	74
4.1 Опис ідеї проєкту	75
4.2 Визначення техніко-економічних характеристик ідеї та порівняння з іншими системами.....	75
4.3 Технологічний аудит стартап-проєкту.....	77

4.5 Розрахунок економічної доцільності	80
Висновок	83
РОЗДІЛ 5 ОХОРОНА ПРАЦІ	84
5.1 Небезпечні та шкідливі виробничі фактори при роботі з ВРП	84
5.2 Небезпечні та шкідливі виробничі фактори при роботі з AIS	87
5.3 Небезпечні та шкідливі виробничі фактори при роботі з GIS	90
Висновок	94
ВИСНОВКИ.....	97
СПИСОК ВИКОРИСТАНОЇ ЛІТЕРАТУРИ	99

ВСТУП

Стрімка цифровізація електроенергетичних систем і зростання вимог до надійності, гнучкості та керованості мереж зумовлюють необхідність переходу до нових підходів у побудові релейного захисту та автоматизації. В умовах воєнних загроз, цілеспрямованих атак на об'єкти критичної інфраструктури та активного розвитку відновлюваної генерації особливої актуальності набуває впровадження підстанцій нового покоління, що базуються на міжнародному стандарті IEC 61850. Така архітектура забезпечує підвищену стійкість до пошкоджень, скорочення часу ліквідації аварій та можливість гнучкого керування енергетичними об'єктами.

У традиційних підстанціях інформаційний обмін між пристроями релейного захисту, автоматики та системами керування здійснюється переважно за допомогою мідних кабельних з'єднань. Це призводить до ускладнення схем, зниження надійності, появи значної кількості потенційних точок відмови та обмежує можливості швидкого обміну інформацією в режимі реального часу. За сучасних умов функціонування енергосистеми, коли критично важливими є мінімальні затримки передавання сигналів та висока достовірність даних, такий підхід уже не відповідає актуальним вимогам.

Перехід до цифрової архітектури підстанцій із використанням процесної та станційної шин, GOOSE-повідомлень і потоків Sampled Values відкриває нові можливості для реалізації функцій релейного захисту та автоматизації. Цифровий обмін даними дозволяє значно скоротити кількість вторинних кабелів, підвищити швидкодію захистів, спростити інтеграцію різних інтелектуальних електронних пристроїв і створити основу для централізованих та адаптивних функцій РЗА.

Сучасні тенденції розвитку європейських енергосистем, зокрема в рамках ENTSO-E, підтверджують, що цифрова підстанція стає базовим елементом інтелектуальних електричних мереж, інтеграції відновлюваних джерел енергії та впровадження автоматизованих систем керування. Для

України, яка перебуває в процесі глибокої трансформації енергетичного сектору та відновлення пошкодженої інфраструктури, особливо актуальним є розроблення комплексних рішень цифрових підстанцій з урахуванням вимог стандарту IEC 61850, практичного досвіду операторів систем передачі та розподілу, а також функціональних можливостей сучасних мікропроцесорних пристроїв.

Дана робота спрямована на розроблення концепції цифрової підстанції 110/35 кВ з інтеграцією релейного захисту та автоматизованої системи керування технологічними процесами на основі стандарту IEC 61850. У межах дослідження розглядається цифрова підстанція, аналізуються методи організації обміну даними між інтелектуальними електронними пристроями за допомогою GOOSE-повідомлень і Sampled Values, а також оцінюється швидкодія цифрових функцій релейного захисту за різних варіантів комунікаційних каналів. Отримані результати можуть бути використані під час проєктування та модернізації підстанцій 110/35 кВ, для попереднього тестування налаштувань РЗА і комунікацій IEC 61850, а також у навчальному процесі при підготовці інженерно-технічного персоналу.

РОЗДІЛ 1. АНАЛІЗ ПРОБЛЕМИ ІНТЕГРАЦІЇ СИСТЕМ РЗА ТА АСУ ТП

1.1 Загальна характеристика об'єкта дослідження

Головна електрична схема підстанції 110/35 кВ «ВЕС» призначена для прийому та передачі електроенергії від вітрових електроустановок до енергосистеми України через мережу 110 кВ. Схема забезпечує надійне та безпечне функціонування підстанції, а також можливість подальшого розвитку і приєднання додаткових джерел генерації.

Підстанція виконана за двоступеневою схемою трансформації напруги з рівня 35 кВ на 110 кВ, що дозволяє узгодити параметри енергії, виробленої вітровими установками, із напругою мережі загального користування.

Основу схеми становлять чотири силові трансформатори типу ТДН-45000/110 потужністю по 45 МВА кожен. Трансформатори призначені для зміни напруги з 35 до 110 кВ та забезпечують зв'язок між високовольтною та середньовольтною частинами підстанції. Для живлення власних потреб підстанції передбачено два трансформатори типу ТМ-250/35-У1, потужністю по 250 кВА, які забезпечують живлення систем керування, автоматики, освітлення та допоміжних механізмів.

На стороні 110 кВ встановлено елегазові вимикачі LTB 123D1/B із номінальним струмом 3150 А та струмом відключення 40 кА. Вони забезпечують комутацію силових ліній, трансформаторів і секцій шин під навантаженням, а також захист від коротких замикань. Для безпечного виконання ремонтних робіт передбачено роз'єднувачі типу GW55-126DI/DII, які забезпечують механічне роз'єднання окремих ділянок електричної схеми.

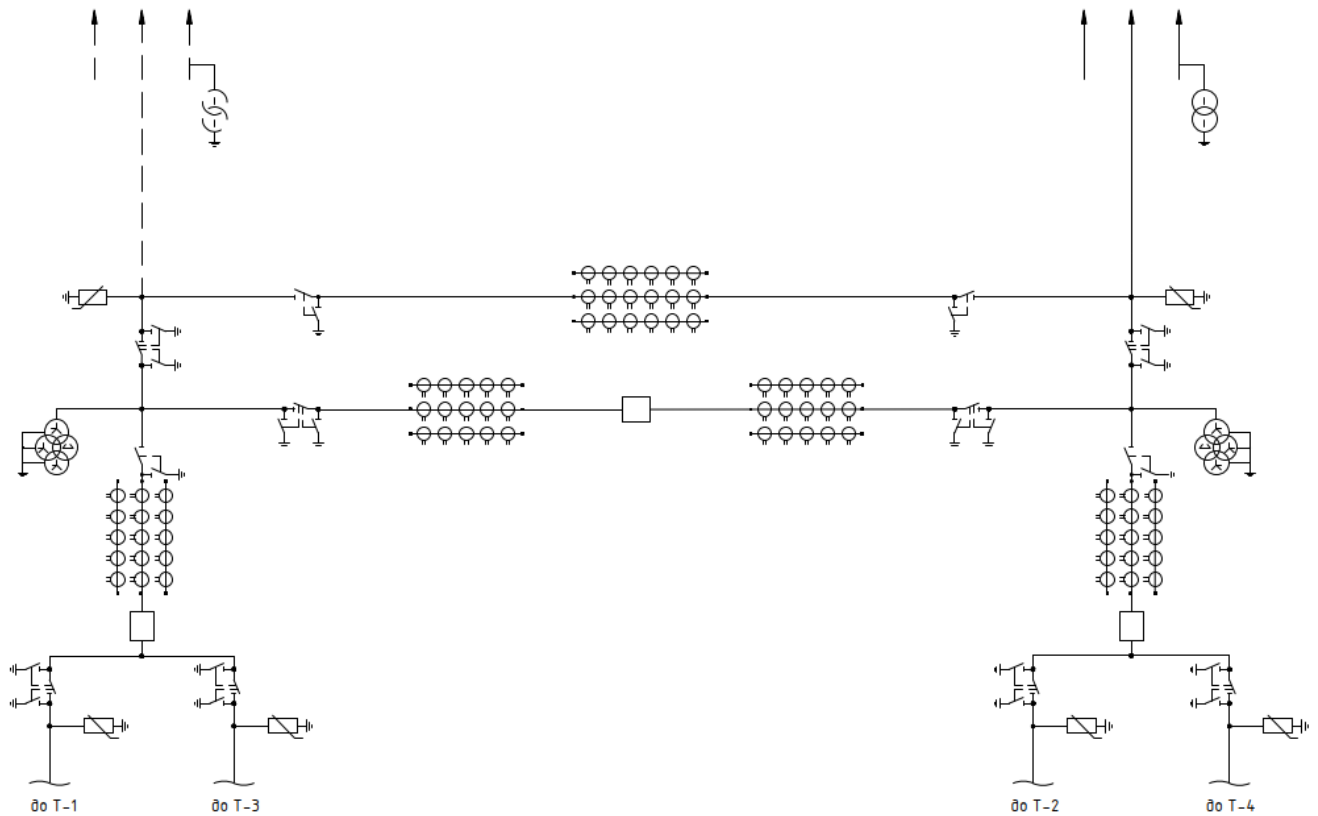


Рисунок.1.1 - Схема ВРП 110кВ

Контроль та облік електричних параметрів здійснюється за допомогою вимірювальних трансформаторів струму ІМВ 123, ТВТ-110 та трансформаторів напруги СРВ-123. Трансформатори струму мають класи точності 0.2S, 0.5S, 10P, що дозволяє одночасно виконувати функції комерційного обліку, контролю та релейного захисту. Трансформатори напруги типу СРВ-123 призначені для зниження напруги з 110 кВ до стандартних значень для живлення схем захисту, автоматики та вимірювальних приладів. Для захисту ізоляції високовольтного обладнання від імпульсних перенапруг передбачено обмежувачі перенапруг (ОПН) 110 кВ. Заземлення всіх струмопровідних частин здійснюється через заземлювачі JW11-126-1P.

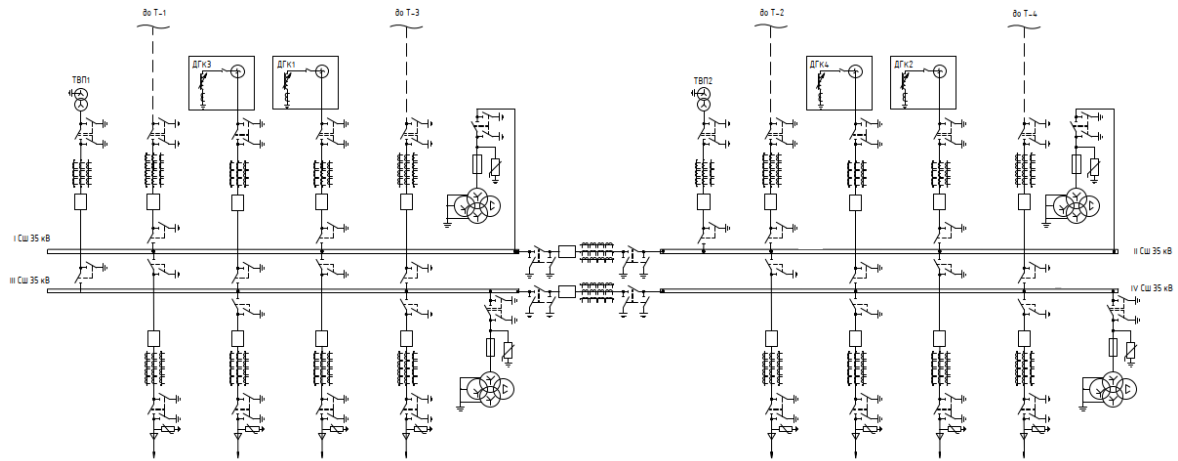


Рисунок 1.2 - Схема ВРП 35кВ

Сторона 35 кВ представлена чотирма системами шин кожна з яких обслуговує групу приєднань вітрових турбін або трансформаторів. Для комутації на цьому рівні використовуються вимикачі VBF 40.5 номінальним струмом 1600 А і струмом відключення 31,5 кА, а також роз'єднувачі DDH-40.5 D / ДП з аналогічними характеристиками.

На кожній секції шин 35 кВ передбачено встановлення однієї комірки ДГК (ASRC 4000 кВА, 35 кВ) із дугогасною котушкою для компенсації ємнісного струму замикання на землю. Таке рішення обумовлене необхідністю індивідуального регулювання індуктивності для кожної секції, оскільки їхні ємнісні параметри відрізняються залежно від кількості енергії які передають ВЕС. Використання окремої дугогасної котушки на кожен систему шин дозволяє підтримувати симетрію напруг, забезпечує безперервну роботу мережі при однофазному замиканні на землю та підвищує загальну надійність електропостачання.

Підключення ліній і трансформаторів до шин виконане через кабельні з'єднання BOW-OSCP2-41M-NFF і комплектні комутаційні апарати BOW-RCA3E102L5E1M8-8. Для передачі електроенергії між секціями та елементами схеми використовуються шини типу AC-600/72 та AC-300/39, які виготовлені з алюмінієво-сталевих канатів.

Для вимірювання параметрів у колах 35 кВ застосовуються трансформатори струму ТБТ-35 номінальним струмом 1000–3000/5 А та

трансформатори напруги ТЮ 35, що забезпечують зниження напруги до стандартних значень 100 В. Класи точності 0.2S і 0.5S гарантують високу точність вимірювань для комерційного обліку та контролю режимів.

Захист обладнання від грозових і комутаційних перенапруг реалізується через обмежувачі перенапруг 35 кВ, а також запобіжники ПК(н)011-35-У1, які спрацьовують при перевищенні допустимого струму.

У схемі також передбачені заземлювачі та обладнання власних потреб, що забезпечує безпечну експлуатацію і надійне функціонування підстанції.

1.1.1 Логіка роботи схеми

Електроенергія, що виробляється вітровими турбінами, звідки через шини 35 кВ передається на силові трансформатори ТДН-45000/110. Після підвищення напруги до 110 кВ енергія йде у зовнішню мережу через вимикачі та роз'єднувачі. Для захисту від аварійних ситуацій у схемі передбачено багаторівневу систему релейного захисту, вимірювальних трансформаторів і обмежувачів перенапруг.

Таким чином, головна електрична схема ПС 110/35 кВ «ВЕС» забезпечує надійне, безпечне та гнучке енергопостачання, а також можливість розширення в майбутньому при збільшенні потужності вітрової електростанції.

1.2 Розрахунок струмів короткого замикання

Для правильного вибору обладнання яке буде всатновлюватися на ПС було розраховано короткі замикання на стороні ВН та НН трансформатора при мінімальному режимі та максимальному. На підстанції встановлено чотири силові силові трансформатори ТДН-45000/110 які мають РПН. При нормальному режимі роботи кожен трансформатор працює окремо і живить свою секцію шин.

Таблиця 1.1 Паспортні дані трансформатора

Параметри	д.в	1Т(2Т,3Т,4Т)
$U_{ВН}$	кВ	115
$U_{НН}$	кВ	35
$S_{ВН}$	МВА	45
$S_{НН}$	МВА	45
Група з'єднань - ВН		Y
Група з'єднань - НН		Д-11
ступені РПН ВН		9
шаг РПН% ВН		1,78
ук% 110-35КВ Посл.п. РПН - 96,6кВ		11
ук% 110-35КВ Перв.п. РПН - 133,4кВ		11
Рк 110-35КВ Посл.п. РПН - 96,6кВ	кВт	290
Рк 110-35КВ Перв.п. РПН - 133,4кВ	кВт	290

1.2.1 Максимальний режим роботи

Напруга системи, $U_c = 114$ кВ

Активний опір системи, $R_c = 2,56$ Ом

Індуктивний опір системи, $X_c = 7,356$ Ом

Повний опір системи, $Z_c = 7,789$ Ом

Струм короткого замикання системи $I_c = 8450$ А

Напруга на шинах ВН з урахуванням РПН:

$$U_{ТВН} = U_{ВН} + (-\Delta U_{рпн} * U_{ВН}) = 115 + \left(-3 * \frac{1.78}{100} * 115\right) = 108.86 \text{ кВ} \quad (1.1)$$

Коефіцієнт трансформації 110-35КВ

$$K_{ТВН - НН} = \frac{U_{ТВН}}{U_{НН}} = \frac{108.86}{35} = 3.11 \quad (1.2)$$

Напруга на шинах ВН з урахуванням РПН: $U_{ТНН} = \frac{U_c}{K_{ТВН}} - НН = \frac{114}{3.11} =$

$$U_{ТНН} = \frac{U_c}{K_{ТВН}} - НН = \frac{114}{3.11} = 36.653 \text{ кВ} \quad (1.3)$$

Повний опір трансформатора 110-35КВ з урахуванням РПН:

$$Z_{\text{ТВН-НН}} = u_{k\% \text{ВН-НН}} * U_{\text{ВН}^2} / (S_{\text{ВН}} * 100) = 11 * 108,86 * 108,86 / (100 * 45) \\ = 28,967 \text{ Ом (1.4)}$$

Активний опір трансформатора 110-35КВ з урахуванням РПН:

$$R_{\text{ТВН-НН}} = P_{k\text{ВН-НН}} * U_{\text{ВН}^2} * 10^3 / (S_{\text{ВН}^2} * 10^6) = \frac{290 * 1000 * 108,86^2}{45000^2} \\ = 1,6970 \text{ Ом (1.5)}$$

Індуктивний опір трансформатора 110-35КВ з урахуванням РПН:

$$X_{\text{ТВН-НН}} = \sqrt{Z_{\text{ТВН-НН}}^2 - R_{\text{ТВН-НН}}^2} = \sqrt{28,967^2 - 1,697^2} = 28,9180 \text{ Ом (1.6)}$$

Сумарний активний опір трансформатор+система з урахуванням РПН:

$$R_{\text{стВН-НН}} = R_{\text{ТВН-НН}} + R_c = 1,697 + 2,56 = 4,2570 \text{ Ом (1.7)}$$

Сумарний індуктивний опір трансформатор+система з урахуванням РПН:

$$X_{\text{стВН-НН}} = X_{\text{ТВН-НН}} + X_c = 28,918 + 7,356 = 36,2740 \text{ Ом (1.8)}$$

Сумарний повний опір трансформатор+система з урахуванням РПН:

$$Z_{\text{стВН-НН}} = \sqrt{X_{\text{стВН-НН}}^2 + R_{\text{стВН-НН}}^2} = \sqrt{4,257^2 + 36,274^2} = 36,5230 \text{ Ом (1.9)}$$

ТКЗ на стороні НН приведений до ВН

$$I_{\text{стНН}} = \frac{U_c}{\sqrt{3} * Z_{\text{стВН-НН}}} = \frac{114}{\sqrt{3} * 36,523} = 1,802 \text{ кА (1.10)}$$

Сумарний активний опір трансформатор+система з урахуванням РПН приведене до напруги НН:

$$R_{\text{стВН-НН}}^* = R_{\text{стВН-НН}} * \frac{U_{\text{НН}}^2}{U_{\text{ТВН}}^2} = 4,257 * \frac{35^2}{108,86^2} = 0,44 \text{ Ом (1.11)}$$

Сумарний активний опір трансформатор+система з урахуванням РПН приведене до напруги НН:

$$X_{\text{стВН-НН}}^* = X_{\text{стВН-НН}} * \frac{U_{\text{НН}}^2}{U_{\text{ТВН}}^2} = 36,274 * \frac{35^2}{108,86^2} = 3,75 \text{ Ом (1.12)}$$

Сумарний повний опір трансформатор+система з урахуванням РПН приведене до напруги НН:

$$Z_{\text{стВН-НН}}^* = \sqrt{R_{\text{стВН-НН}}^{*2} + X_{\text{стВН-НН}}^{*2}} = \sqrt{0,44^2 + 3,75^2} = 3,775 \text{ Ом (1.13)}$$

ТКЗ на стороні НН приведений до НН

$$I_{\text{стНН}}^* = \frac{U_c}{\sqrt{3} * Z_{\text{стВН-НН}}^*} = \frac{36,653}{\sqrt{3} * 3,775} = 5,605 \text{ кА} \quad (1.13)$$

1.2.2 Мінімальний режим

Напруга системи, $U_c = 113000 \text{ В}$

Активний опір системи, $R_c = 3,361 \text{ Ом}$

Індуктивний опір системи, $X_c = 7,125 \text{ Ом}$

Повний опір системи, $Z_c = 7,878 \text{ Ом}$

Струм короткого замикання системи $I_c = 8281 \text{ А}$

Напруга на шинах ВН з урахуванням РПН:

$$U_{\text{ТВН}} = U_{\text{ВН}} + (-\Delta U_{\text{рпн}} * U_{\text{ВН}}) = 115 + \left(9 * \frac{1,78}{100} * 115\right) = 133,42 \text{ кВ} \quad (1.14)$$

Коефіцієнт трансформації 110-35КВ

$$K_{\text{ТВН-НН}} = \frac{U_{\text{ТВН}}}{U_{\text{НН}}} = \frac{133,42}{35} = 3,81 \quad (1.15)$$

Напруга на шинах ВН з урахуванням РПН:

$$U_{\text{тНН}} = \frac{U_c}{K_{\text{ТВН}}} - \text{НН} = \frac{113}{3,81} = 29,653 \text{ кВ} \quad (1.16)$$

Повний опір трансформатора 110-35КВ з урахуванням РПН:

$$\begin{aligned} Z_{\text{ТВН-НН}} &= u_{k\% \text{ВН-НН}} * U_{\text{ВН}^2} / (S_{\text{ВН}} * 100) = 11 * 133,42 * 133,42 / (100 * 45) \\ &= 43,5150 \text{ Ом} \quad (1.16) \end{aligned}$$

Активний опір трансформатора 110-35КВ з урахуванням РПН:

$$\begin{aligned} R_{\text{ТВН-НН}} &= P_{k\text{ВН-НН}} * U_{\text{ВН}^2} * 10^3 / (S_{\text{ВН}^2} * 10^6) = \frac{290 * 1000 * 133,42^2}{45000^2} \\ &= 2,5490 \text{ Ом} \quad (1.17) \end{aligned}$$

Індуктивний опір трансформатора 110-35КВ з урахуванням РПН:

$$X_{\text{ТВН-НН}} = \sqrt{Z_{\text{ТВН-НН}}^2 - R_{\text{ТВН-НН}}^2} = \sqrt{43,515^2 - 2,549^2} = 43,4410 \text{ Ом} \quad (1.18)$$

Сумарний активний опір трансформатор+система з урахуванням РПН:

$$R_{\text{стВН-НН}} = R_{\text{ТВН-НН}} + R_c = 2,549 + 3,361 = 5,91 \text{ Ом} \quad (1.19)$$

Сумарний індуктивний опір трансформатор+система з урахуванням РПН:

$$X_{\text{стВН-НН}} = X_{\text{ТВН-НН}} + X_c = 43,441 + 7,125 = 50,566 \text{ Ом} \quad (1.20)$$

Сумарний повний опір трансформатор+система з урахуванням РПН:

$$Z_{\text{стВН-НН}} = \sqrt{X_{\text{ТВН-НН}}^2 + R_{\text{ТВН-НН}}^2} = \sqrt{5,91^2 + 50,566^2} = 50,91 \text{ Ом} \quad (1.21)$$

ТКЗ на стороні НН приведений до ВН

$$I_{\text{стНН}} = \frac{U_c}{\sqrt{3} * Z_{\text{стВН-НН}}} = \frac{113}{\sqrt{3} * 50,91} = 1,281 \text{ кА} \quad (1.21)$$

Сумарний активний опір трансформатор+система з урахуванням РПН приведене до напруги НН:

$$R_{\text{стВН-НН}}^* = R_{\text{стВН-НН}} * \frac{U_{\text{НН}}^2}{U_{\text{ТВН}}^2} = 5,91 * \frac{35^2}{133,42^2} = 0,407 \text{ Ом} \quad (1.22)$$

Сумарний активний опір трансформатор+система з урахуванням РПН приведене до напруги НН:

$$X_{\text{стВН-НН}}^* = X_{\text{стВН-НН}} * \frac{U_{\text{НН}}^2}{U_{\text{ТВН}}^2} = 50,91 * \frac{35^2}{133,42^2} = 3,48 \text{ Ом} \quad (1.23)$$

Сумарний повний опір трансформатор+система з урахуванням РПН приведене до напруги НН:

$$\begin{aligned} Z_{\text{стВН-НН}}^* &= \sqrt{R_{\text{стВН-НН}}^{*2} + X_{\text{стВН-НН}}^{*2}} = \sqrt{0,407^2 + 3,48^2} \\ &= 3,503 \text{ Ом} \quad (1.24) \end{aligned}$$

ТКЗ на стороні НН приведений до НН

$$I_{\text{стНН}}^* = \frac{U_c}{\sqrt{3} * Z_{\text{стВН-НН}}^*} = \frac{29,643}{\sqrt{3} * 3,503} = 4,885 \text{ кА} \quad (1.25)$$

Дані які ми розраховували дозволять правильно обрати як релейний захист, і як в загальному дають розуміння про потужність ПС, що дає нам змогу більш детально і чітко визначити як треба побудувати ПС

1.3 Загальні вимоги до РЗА

Комплекс релейного захисту та автоматики виконується на базі мікропроцесорних пристроїв, що забезпечують роботу підстанції без постійного оперативного персоналу. Мікропроцесорні пристрої повинні відповідати вимогам СОУ НЕК 35.101:2018 та мати гнучку програмовану логіку, що дозволяє взаємодію між функціями захисту, керування і контролю.

Вони повинні бути оснащені портами зв'язку для інтеграції в АСКТП і забезпечення віддаленого доступу, підтримувати міжнародні протоколи обміну даними МЕК 60870-5-103, 104 і 61850 з можливістю сумісності з системами інших виробників. Пристрої мають мати не менше чотирьох груп уставок із можливістю вибору місцево, через АРМ або віддалено, а також синхронізацію з зовнішнім джерелом точного часу.

Мікропроцесорні пристрої повинні забезпечувати вимірювання електричних параметрів, реєстрацію подій, цифрове осцилографування сигналів, сигналізацію про власний стан і безперервну самодіагностику. Взаємодія між пристроями здійснюється через локальну мережу підстанції, що дозволяє мінімізувати використання кабелів вторинної комутації. Інтерфейс має бути українізованим, а пристрої ліній повинні підтримувати функцію визначення місця пошкодження.

Комплекс релейного захисту та автоматики повинен працювати безперервно, цілодобово протягом усього терміну служби, який за умови належного технічного обслуговування має становити не менше 20 років. У цей період усі пристрої повинні відповідати вимогам, що висуваються до багатокomпонентних, багатоканальних, ремонтпридатних і відновлюваних систем. Надійність і живучість комплексу забезпечується вибором технічних засобів із необхідними показниками надійності, дублюванням і резервуванням, застосуванням розподіленого керування та автономністю окремих компонентів, а також дотриманням регламенту обслуговування.

Середній наробіток на відмову кожного каналу за функціями РЗА має бути не менше 120 000 годин, а середній час відновлення працездатності — не більше 0,5 години. Комплекс повинен коректно функціонувати при зміні оперативної напруги в межах +10% та -20% від номінальної. Вихід з ладу будь-якого пристрою не повинен спричиняти відключення непошкоджених елементів мережі або викликати помилкові дії інших пристроїв.

У приміщеннях, де розміщуються мікропроцесорні пристрої релейного захисту та автоматики, має бути забезпечено контроль і санкціонований

доступ, а також обладнано контури заземлення. Повинні дотримуватись норми мікроклімату: температура повітря від 5 до 55 °С, відносна вологість від 5 до 75 % без конденсації вологи. До складу підстанційного обладнання повинні входити спеціалізовані пристрої, необхідні для монтажу, налагодження, введення в експлуатацію, обслуговування і ремонту мікропроцесорних пристроїв. Мікропроцесорні пристрої РЗА повинні відповідати вимогам електромагнітної сумісності. При включенні, роботі чи відключенні обладнання не допускається створення комутаційних завад, що можуть впливати на роботу інших пристроїв, підключених до тієї ж мережі живлення

1.4 Аналіз існуючих систем РЗА та АСУ ТП

На підстанціях, що були введені в експлуатацію до широкого впровадження цифрових технологій, а також на багатьох сучасних об'єктах, що будуються за "традиційними" проектами, системи РЗА та АСУ ТП реалізуються як дві практично незалежні, паралельні ієрархічні структури.

Цей поділ історично зумовлений різними фундаментальними вимогами до систем: для РЗА пріоритетом є максимальна надійність та швидкодія для селективної ізоляції пошкоджень, що вимірюється мілісекундами, тоді як для АСУ ТП пріоритетом є інформативність, візуалізація, архівація даних та можливість дистанційного керування, де час реакції вимірюється секундами. Такий поділ призвів до повної апаратної та інформаційної сегрегації цих систем.

Навіть при використанні сучасних мікропроцесорних терміналів, традиційна архітектура релейного захисту успадковує "класичну" ідеологію підключення, засновану на фізичних зв'язках. Кожен термінал РЗА отримує інформацію про струми та напруги через індивідуальні "мідні" кабельні зв'язки від вторинних обмоток трансформаторів струму (ТС) та трансформаторів напруги (ТН). Це, в свою чергу, вимагає використання ТС з великою кількістю вторинних обмоток наприклад, окремі обмотки для диференційного захисту, для максимального струмового захисту, для

вимірювань АСУ ТП та для комерційного обліку. Такий підхід не лише здорожує первинне обладнання, але й збільшує навантаження на вимірювальні трансформатори. Логіка роботи системи будується на жорсткій апаратній основі з використанням проміжних реле.

Яскравим прикладом є логіка функції пристрою резервування відмови вимикача (ПРВВ). При спрацюванні основного захисту, він подає сигнал відключення на вимикач і одночасно через окремий фізичний кабель подає сигнал "Пуск ПРВВ" на дискретний вхід термінала. Цей термінал контролює струм; якщо струм не зник за заданий час, ПРВВ констатує відмову і його вихідні реле спрацьовують, подаючи "міддю" команди на відключення всіх суміжних вимикачів. Подібна схема призводить до появи цілих шаф з проміжними реле, величезної кількості кабелів між шафами РЗА та, що критично, вносить додаткові часові затримки на спрацювання проміжних реле у ланцюги захисту. Команди керування на приводи вимикачів також подаються окремими силовими контрольними кабелями.

Паралельно до РЗА будується система АСУ ТП (SCADA), яка, по суті, дублює багато її функцій збору даних. Для отримання параметрів режиму АСУ ТП, як правило, не бере данні з терміналів РЗА і використовує або окремі вимірювальні обмотки ТС/ТН з іншим класом точності, або окремі вимірювальні перетворювачі. Це є прямим дублюванням вимірювальних каналів, які вже існують всередині МП РЗА.

Аналогічно, для збору телесигналізації, станів комутаційних апаратів, положень роз'єднувачів, сигналів аварії чи попередження від допоміжних блок-контактів обладнання прокладаються окремі пари жил контрольного кабелю. На підстанції 110 кВ це призводить до появи сотень кабельних ліній, монтаж, перевірка та експлуатація яких є надзвичайно трудомістким процесом.

Зв'язок між АСУ ТП та МП РЗА в такій архітектурі є вкрай обмеженим і зазвичай одностороннім. Він реалізується через повільний послідовний протокол, наприклад Modbus або IEC 60870-5-103, і служить переважно для,

зчитування аварійних осцилограм, журналів подій чи зміни групи уставок. Низька швидкість (9600–19200 біт/с) та архітектура "Master-Slave" з послідовним опитуванням пристроїв роблять цей канал абсолютно непридатним для передачі команд керування або блокування в реальному часі.

1.4.1 Аналіз засталих протоколів зв'язку

Протокол Modbus є відкритим стандартом для обміну даними між промисловими пристроями, широко використовуваним у автоматизації виробництва, енергетиці, транспорті та автоматизації будівель. Він підтримується великою кількістю пристроїв, включно з програмованими логічними контролерами, віддаленими терміналами RTU, датчиками, приводами та людино-машинними інтерфейсами. Modbus забезпечує простий і надійний спосіб передачі даних між пристроями різних виробників, що робить його фактичним стандартом у промисловій автоматизації.

Протокол працює за моделлю «майстер–підпорядкований», де майстер ініціює запити до підпорядкованих пристроїв, а підпорядковані пристрої відповідають на них. Modbus може передавати дані через різні фізичні рівні, такі як серійні інтерфейси RS-232, RS-485, а також через Ethernet (Modbus TCP). Повідомлення протоколу мають структуру, яка включає адресу пристрою, код функції, дані і контрольну суму для перевірки цілісності. Протокол підтримує різні типи даних, включно з цифровими сигналами, аналоговими значеннями, а також командами керування пристроями. Він дозволяє адресувати багато пристроїв у мережі, забезпечує надійну передачу даних і простий механізм інтеграції з іншими системами автоматизації. Modbus сумісний із широким спектром пристроїв і легко інтегрується в існуючі системи, що робить його універсальним і ефективним рішенням для обміну даними у промислових мережах.

Протокол IEC 60870-5-103 є серійним протоколом обміну даними, призначеним для інтеграції релейних захисних пристроїв у системи SCADA та диспетчеризації електроенергетичних мереж. Він зазвичай працює через

серійні інтерфейси RS-232 або RS-485 із максимальною швидкістю передачі даних до 9600 біт/с, хоча конкретна швидкість залежить від реалізації пристрою.

Протокол побудований за моделлю «майстер–підпорядкований», де майстер, наприклад SCADA-система або диспетчерський компютер, ініціює запити, а підпорядковані релейні пристрої відповідають на них. Повідомлення протоколу мають чітку структуру і містять ідентифікатор типу інформації, коди команд керування, діагностичні та статусні байти, а також контрольну суму для перевірки цілісності даних.

ІЕС 60870-5-103 дозволяє передавати різні типи даних: події (Trip, Alarm, Status Change), цифрові сигнали (Binary Input/Output), аналогові значення (Measured Values), команди керування та інформацію про стан пристрою і діагностику. Протокол підтримує адресацію до 128 пристроїв на одному каналі та дозволяє фіксувати події з історією, що забезпечує швидке реагування на аварійні ситуації. Повідомлення оптимізовані для швидкого обміну подіями, а використання серійної передачі з контрольною сумою гарантує надійність даних. ІЕС 60870-5-103 сумісний із протоколами ІЕС 60870-5-101 та 104 через шлюзи та адаптери, що дозволяє інтегрувати релейні пристрої різних виробників у єдину систему диспетчеризації та моніторингу.

Таким чином, ключовий недолік традиційного підходу це масштабне дублювання функцій та кабельних зв'язків. Це призводить до каскаду негативних наслідків: надмірного дублювання обладнання, колосальних витрат на мідний кабель та монтажні роботи, складності налагодження та пошуку несправностей. Крім того, така система є вкрай негнучкою: будь-яка модернізація логіки вимагає фізичного прокладання нових кабелів, що в умовах діючої підстанції є надзвичайно дорогим. Саме ці фундаментальні недоліки створюють гостру необхідність у переході до інтегрованих систем, які будуть розглянуті в подальшому.

1.5 Проблематика традиційних підстанцій

Аналіз традиційної архітектури однозначно демонструє її технологічну та економічну невідповідність вимогам сучасної енергетики, особливо для підстанцій збору та передачі електроенергії, які вимагають підвищеної інформативності та гнучкості. Подальший розвиток мікропроцесорної техніки та комунікаційних технологій призвів до появи нових підходів до побудови систем автоматизації, що ґрунтуються на концепції інтеграції. Традиційний підхід, хоч і забезпечує високу надійність захисту через фізичну ізоляцію ланцюгів, характеризується фізичним розділенням систем РЗА та АСУ ТП та використанням великої кількості мідних кабельних зв'язків. Ключові недоліки такої архітектури впливають на всі етапи життєвого циклу об'єкта. Висока вартість є прямим наслідком цих зв'язків, оскільки вартість самого мідного кабелю, кабельних лотків, а також монтажних та пусконаладжувальних робіт становить значну частину від загального бюджету системи автоматизації. Система має низьку гнучкість: будь-яка зміна в логіці роботи чи додавання нового сигналу блокування вимагає прокладання нового фізичного кабелю та перекомутації на проміжних реле, що в умовах діючої підстанції є вкрай складним. Крім того, значно зростає складність діагностики та експлуатації: пошук несправності, наприклад, обриву кабелю в контрольному ланцюзі, вимагає значних затрат часу на "продзвонювання" всіх ліній.

Інтегрована архітектура, відома як концепція "Цифрової підстанції" (Digital Substation), стала відповіддю на недоліки традиційних систем і базується на міжнародних стандартах серії IEC 61850 (МЕК 61850). Основна ідея полягає у відмові від "мідних" зв'язків на користь єдиної високошвидкісної цифрової мережі (LAN), побудованої, як правило, на оптоволокні та промисловому Ethernet. Вся інформація – від вимірювань струму та напруги до команд відключення та сигналів стану – передається в цифровому, уніфікованому вигляді. Таким чином, інтегрована архітектура не просто замінює мідні дроти оптичним волокном, а створює уніфіковану,

гнучку та високонадійну платформу для побудови "розумних" електричних мереж.

1.6 Визначення проблеми та формулювання завдання дослідження

Завершальний аналіз традиційних підходів та огляд сучасних інтегрованих архітектур на базі цифрових протоколів дозволяє чітко сформулювати ключову науково-технічну проблему, яка повинна бути вирішена в даній дипломній роботі. Необхідність переходу на інтегровані системи в Україні набуває особливої гостроти, враховуючи стратегічний курс на інтеграцію з європейською енергосистемою ENTSO-E , модернізацію через зміну генерації та нових викликів до розподілу енергії та загальну цифрову трансформацію енергетичного сектору. З одного боку, очевидна архаїчність, висока вартість реалізації та повна негнучкість традиційної архітектури з використанням надмірного мідного кабелю роблять її неприйнятною для нового об'єкта, яким є наш об'єкт.

Це особливо критично для України, де велика частина існуючих мереж у складному стані через високий рівень зношеності обладнання, дефіцит генерувальних потужностей, залежність від централізованої генерації та пошкодження інфраструктури внаслідок воєнних дій. Такі проблеми знижують надійність і ефективність електропостачання. У цих умовах особливо актуальним є впровадження нових технологій та розвиток розподіленої генерації, що забезпечують підвищення стійкості енергосистеми, зменшення втрат електроенергії, інтеграцію відновлюваних джерел.

Таким чином, головна проблема полягає у відсутності єдиної, всеохоплюючої концепції побудови інтегрованої системи РЗА та АСУ ТП, яка б відповідала як міжнародним вимогам, так і специфіці української енергосистеми, одночасно вирішуючи завдання функціональної повноти, сумісності обладнання, гарантованої швидкодії та необхідного рівня кіберзахисту на основі стандартів ІЕС.

Метою дослідження та розробка та обґрунтування такої концепції інтеграції систем РЗА та АСУ ТП для підстанції 110/35 кВ на базі стандартів серії ІЕС 61850, що сприятиме прискоренню цифрової трансформації та підвищенню стійкості української енергосистеми.

Висновок

У першому розділі було проведено аналіз архітектури підстанції 110/35 кВ «ВЕС» та критично оцінено традиційний підхід до побудови систем РЗА та АСУ ТП. Головна електрична схема підстанції, призначеної для видачі потужності від ВЕС в енергосистему, характеризується специфічними вимогами, зокрема, наявністю індивідуальних дугогасних котушок на стороні 35 кВ, що вимагає гнучкої та надійної системи керування. Проведені розрахунки струмів короткого замикання (ТКЗ) у максимальному та мінімальному режимах підтвердили необхідність точного вибору обладнання та уставок захисту.

Аналіз традиційної архітектури, що використовує застарілі протоколи Modbus та ІЕС 60870-5-103, виявив її технологічну архаїчність, високу вартість через надмірне використання мідного кабелю та проміжних реле, а також критичну негнучкість при модернізації логіки. Ці недоліки, посилені загальним курсом України на цифрову трансформацію та інтеграцію з ENTSO-E, створюють гостру науково-технічну проблему. Вона полягає у відсутності уніфікованої концепції побудови інтегрованої системи, що вирішує завдання функціональної повноти та гарантованої швидкодії. Таким чином, метою подальшого дослідження є розробка та обґрунтування концепції інтеграції систем РЗА та АСУ ТП для підстанції 110/35 кВ на базі міжнародних стандартів серії **ІЕС 61850**, що є єдиним сучасним шляхом підвищення надійності, стійкості та економічної ефективності енергооб'єкта.

РОЗДІЛ 2. ІНТЕГРАЦІЯ СИСТЕМ РЗА ТА АСУ ТП У ЦИФРОВІЙ ПІДСТАНЦІЇ НА БАЗІ СТАНДАРТІВ ІЕС

Цифрова електрична підстанція (ЦЕП, англ. Digital Electrical Substation, DES) є одним із ключових елементів сучасної енергетичної інфраструктури, яка відображає перехід від аналогових технологій до повністю цифрового середовища. ЦЕП інтегрує системи релейного захисту, автоматики, вимірювання, керування та моніторингу через стандартизовані цифрові протоколи, що дозволяє забезпечити високу точність, швидкодію й надійність процесів у реальному часі.

Основна відмінність ЦЕП від традиційних підстанцій полягає у відмові від аналогових сигналів і громіздких мідних кабельних з'єднань між пристроями. Замість цього використовуються високошвидкісні оптичні канали зв'язку, по яких передаються цифрові повідомлення відповідно до вимог міжнародного стандарту ІЕС 61850. Цей стандарт визначає єдину інформаційну модель для всіх пристроїв підстанції, що дозволяє забезпечити їхню взаємодію незалежно від виробника.

Цифрова підстанція складається з трьох рівнів взаємодії

1. рівень процесу (Level 0) — містить первинне обладнання (трансформатори струму, напруги, вимикачі, роз'єднувачі) та пристрої збору сигналів — merging units (MU), які перетворюють аналогові сигнали у цифрові потоки (Sampled Values);
2. рівень комірки (Level 1) — включає інтелектуальні електронні пристрої (IED), що реалізують функції релейного захисту, автоматики та керування;
3. станційний рівень (Level 2) — охоплює сервери SCADA, шлюзи обміну з диспетчерськими центрами (Gateway), а також інтерфейси HMI для операторського контролю.

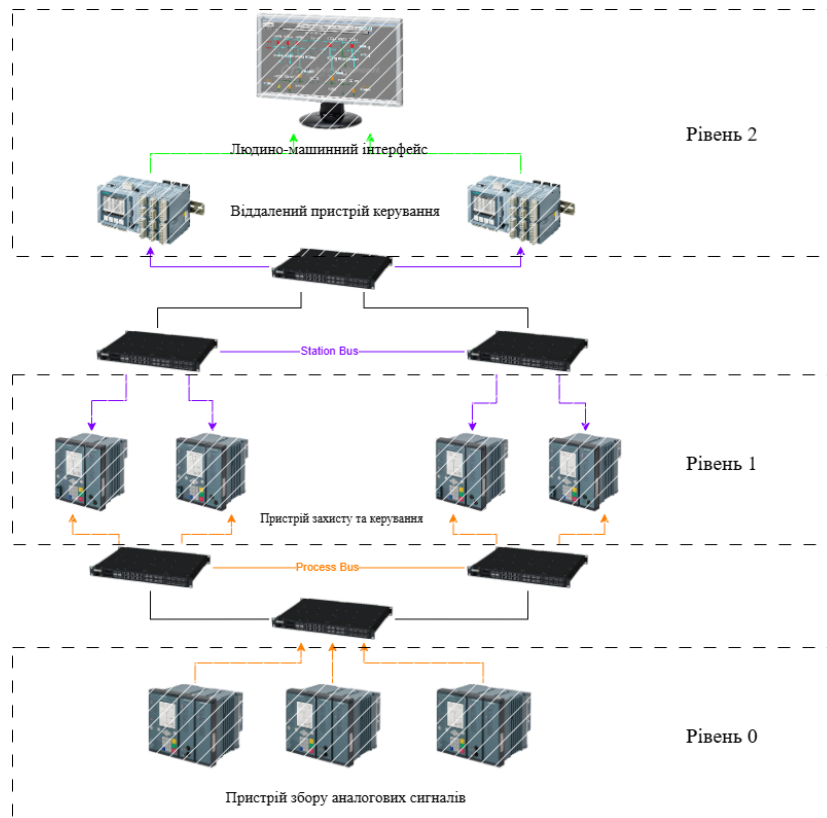


Рисунок 2.1 - Структура схема ЦЕП

Обмін інформацією між цими рівнями здійснюється за допомогою двох основних цифрових шин: Process Bus це забезпечує зв'язок між рівнем процесу і рівнем комірки, а Station Bus, він об'єднує рівень комірки зі станційним рівнем.

На відміну від класичних схем, де аналогові сигнали надходять безпосередньо до пристроїв захисту, у ЦЕП передача здійснюється у вигляді цифрових потоків даних (GOOSE — Generic Object-Oriented Substation Event, Sampled Values, MMS — Manufacturing Message Specification). Ці протоколи дозволяють передавати повідомлення з мінімальними затримками (менше 1–5 мс) та забезпечують синхронізацію подій у межах усієї підстанції.

Таким чином, цифрова підстанція є основою концепції, що поєднує автоматизацію, кібербезпеку та гнучкість управління енергосистемою. Однак цей тип систем також створює значні технічні проблеми в галузі кібербезпеки та сумісності, починаючи від етапу проектування до впровадження та остаточного налаштування. Перехід до цифрового середовища має численні наслідки, такі як концептуалізація системи, набуття знань, аналіз

продуктивності та оптимізація . Це можливо лише за умови, що інженерні команди мають достатні знання для участі у плануванні, проектуванні та впровадженні нових технологій. ЦЕП створюють критичні наслідки, зокрема підвищену вразливість до кібератак на канали зв'язку.

2.1 Основні компоненти цифрової підстанції

Отже, під час впровадження ЦЕП компанії повинні враховувати такі фактори, як безпека та надійність електричної системи . Тому надійні підстанції проектуються з резервуванням кількох компонентів, таких як об'єднувальні пристрої (MU), інтелектуальні електронні пристрої (IED) та комунікаційні комутатори . Крім того, зазвичай застосовуються резервовані протоколи комунікацій, такі як Rapid Spanning Tree Protocol (RSTP), Parallel Redundancy Protocol (PRP) та High-availability Seamless Redundancy (HSR). Вибір конкретного протоколу залежить від умов експлуатації та рівня критичності кожної підстанції.

IED це мікропроцесорні пристрої, які виконують функції релейного захисту, керування, вимірювання та реєстрації подій. Вони підтримують обмін даними через протоколи GOOSE, Sampled Values і MMS, що визначені стандартом IEC61850. Кожен IED має власну інформаційну модель, описану у файлі SCL (Substation Configuration Language), де вказані логічні вузли (Logical Nodes), структури даних, набори сигналів і зв'язки між ними. Завдяки цьому пристрої різних виробників можуть обмінюватися даними без додаткових конвертерів.

Merging Units (MU) це пристрої, що збирають аналогові сигнали з вимірювальних трансформаторів струму і напруги та перетворюють їх у цифрові зразки сигналів (Sampled Values). Передача даних від MU до IED здійснюється через технологічну шину Process Bus із високою частотою вибірки (до 4800 Гц).

Промислові Комутатори (Industrial Ethernet Switches) це високонадійні мережеві пристрої, які формують Шину станції (Station Bus) та,

за необхідності, Шину процесу (Process Bus). Вони повинні підтримувати критичні функції резервування мережі, такі як PRP (Parallel Redundancy Protocol) або HSR (High-availability Seamless Redundancy).

Ці протоколи забезпечують безперервність зв'язку на фізичному рівні:

1. PRP (Parallel Redundancy Protocol): Пристрій одночасно надсилає дублікати пакетів по двох незалежних мережах (LAN A та LAN B), забезпечуючи нульовий час перемикання у разі відмови.

2. HSR (High-availability Seamless Redundancy): Пристрій підключається у кільцеву топологію та надсилає дублікати пакетів в обох напрямках по кільцю, також забезпечуючи нульовий час перемикання при пошкодженні лінії.

PRP цей протокол забезпечує одночасну передачу даних по двох незалежних мережах (LAN A та LAN B);

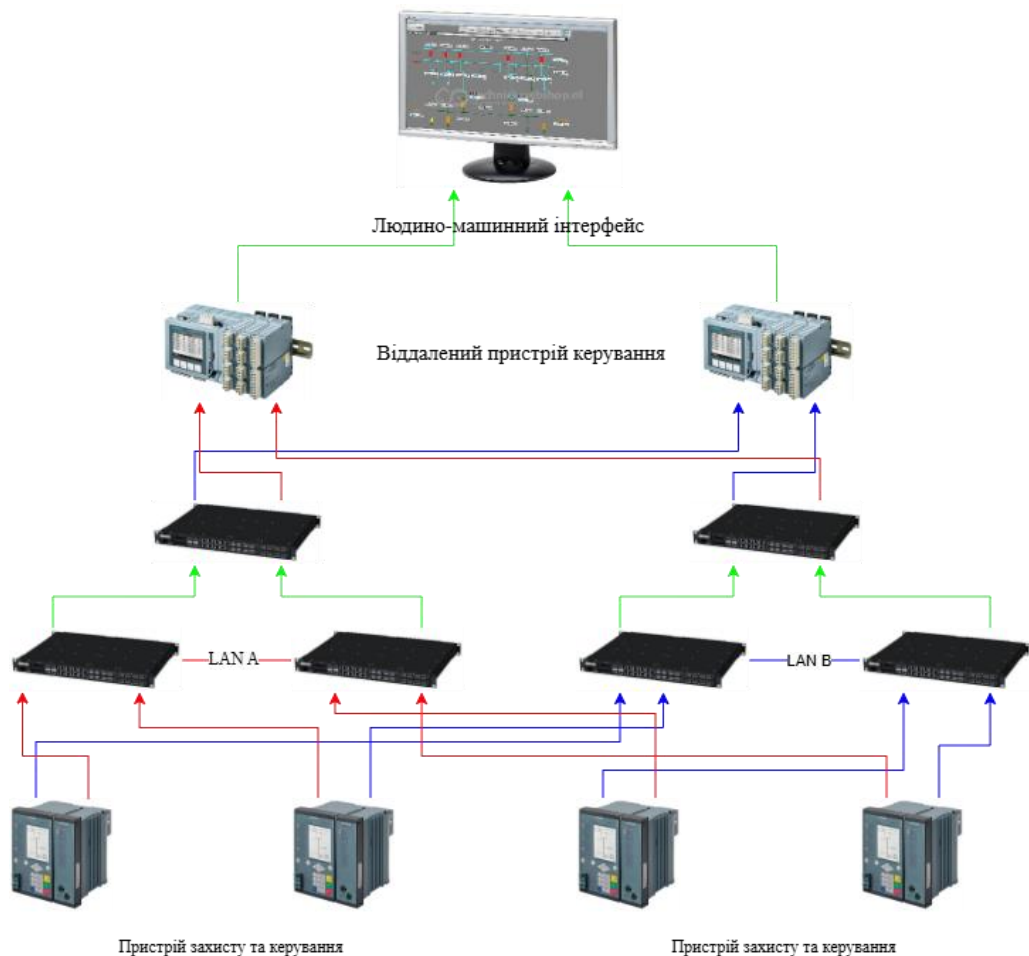


Рисунок 2.2 - Комунікаційна архітектура для ЦЕП з резервуванням PRP

PRP є одним із ключових методів, що забезпечують максимальну надійність зв'язку в критичних системах цифрової підстанції, і стандартизований у ІЕС 62439-3. Цей протокол був розроблений для забезпечення безшовної відмовостійкості, що є критичним для застосувань реального часу, таких як обмін GOOSE-повідомленнями, оскільки його ключова перевага полягає у нульовому часі перемикання у разі відмови мережевого компонента або кабелю.

PRP реалізує надлишковість за допомогою дублювання пакетів та використання двох абсолютно незалежних мереж: LAN A та LAN B. Один пакет надсилається через LAN A, а другий – через LAN B, причому ці мережі мають бути абсолютно незалежними, щоб відмова будь-якого компонента в одній не впливала на працездатність іншої. Кожен пакет містить спеціальний заголовок, який включає порядковий номер, що дозволяє пристрою-отримувачу відслідковувати дублікати. Пристрій-отримувач, приймає пакети, що надходять з обох мереж.

Оскільки пакети йдуть різними шляхами, один із них приходить першим, одразу передається для обробки, а другий, ідентичний пакет, що надходить з іншої мережі пізніше, просто відкидається на основі його порядкового номера. Саме завдяки одночасній передачі та механізму швидкого відкидання дублікатів забезпечується нульовий час перемикання, що є необхідною умовою для гарантування цілісності та швидкості доставки критично важливих сигналів РЗА.

HSR реалізує кільцеву архітектуру без використання комутаторів, з миттєвим відновленням зв'язку при пошкодженні лінії.

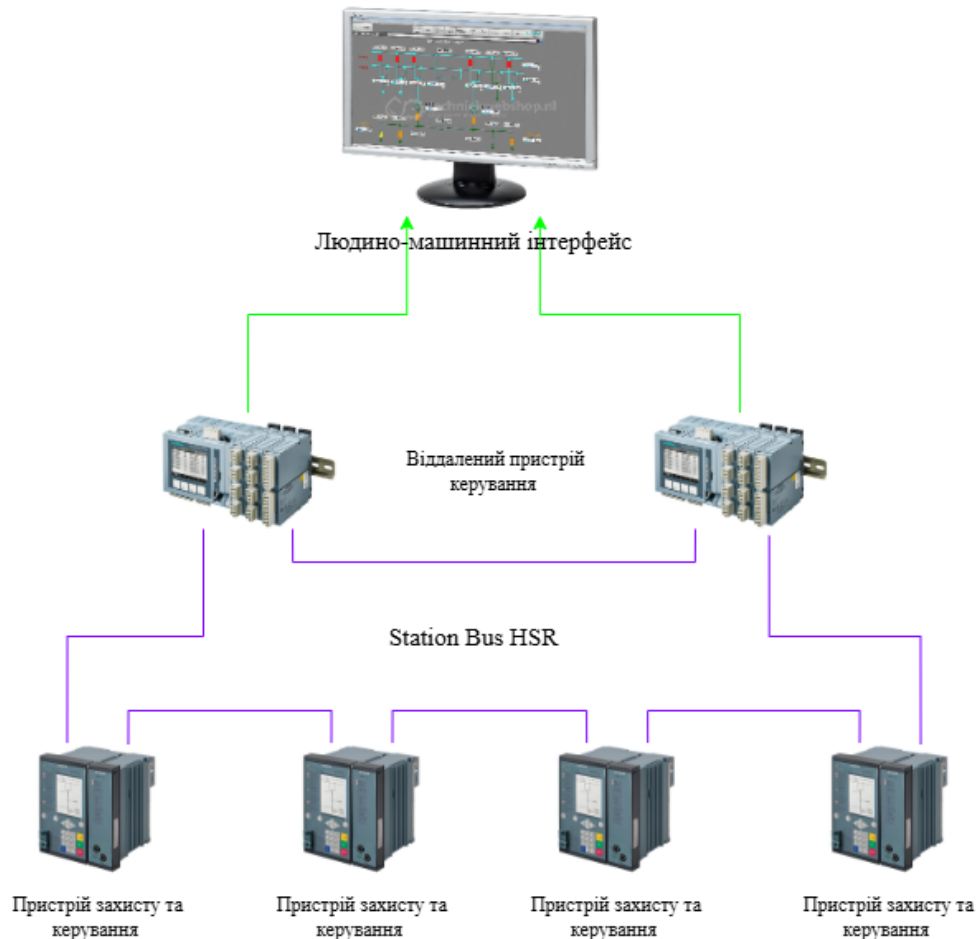


Рисунок 2.3 - Комунікаційна архітектура для ЦЕП з резервуванням HSR

Протокол HSR, стандартизований у IEC 62439-3 так само, як і PRP, є механізмом безшовного резервування, спеціально розробленим для мереж із високими вимогами до доступності та нульовим часом відновлення. Ключова відмінність HSR полягає в його кільцевій архітектурі: пристрої підключаються послідовно, утворюючи замкнене кільце, при цьому кожен пристрій має два порти, приєднані безпосередньо до кільця.

На відміну від PRP, який використовує дві абсолютно незалежні мережі, HSR використовує єдину логічну мережу, фізично організовану у формі кільця, що дозволяє уникнути використання традиційних комутаторів. Принцип роботи полягає у дублюванні та передачі пакетів одночасно в обох напрямках по кільцю. Пристрій-відправник генерує два ідентичні пакети, кожен з яких містить HSR-тег з порядковим номером, і відправляє їх у протилежних напрямках. Таким чином, обидва пакети рухаються кільцем. Пристрій-отримувач, незалежно від того, з якого напрямку прийшов пакет,

приймає перший отриманий пакет, а другий, ідентичний дублікат, що приходить пізніше, відкидається на основі порядкового номера, ідентифікованого у HSR-тезі.

У разі пошкодження лінії або відмови одного вузла, кільце розривається, але оскільки пакети передавалися в обох напрямках, вони все одно досягають отримувача, використовуючи неушкоджену половину кільця. Це гарантує миттєве відновлення зв'язку, що робить HSR ідеальним рішенням для критичних GOOSE-повідомлень та Process Bus, де необхідно гарантувати доставку даних без втрат і затримок.

2.2 Ключові Протоколи ІЕС 61850 та порівня з традиційними протоколами

Використання протоколів для передачі даних та комунікації в інтегрованій архітектурі цифрової підстанції є ключовим аспектом, визначеним стандартом ІЕС 61850. На відміну від застарілих послідовних протоколів, вони забезпечують високу швидкість, стандартизовану модель даних та можливість реалізації критичних функцій. У цифрових підстанціях використовується три основні протоколи, що відповідають за різні напрямки передачі даних.

GOOSE - найважливіший протокол для горизонтальної комунікації (між пристроями РЗА на рівні приєднання).

Призначення протоколу це надшвидка передача дискретних сигналів, логічних блокувань, команд пуску та спрацювання захистів (наприклад, між терміналами для реалізації ПРВВ або логічного захисту шин).

Механізм роботи протоколу та передачі даних, що термінал-видавець просто розсилає повідомлення у мережу, а всі термінали-підписники, яким цей сигнал потрібен, його приймають. Швидкість обробки сигналів є критично висока, з вимогою доставки менше ніж за 4 мс. Для гарантування цієї швидкості GOOSE-трафік часто використовує високий пріоритет переді

сигналів Отдже, GOOSE повністю замінює тисячі мідних кабельних зв'язків та проміжних реле, які були потрібні для комунікації між пристроями.

MMS є універсальним протоколом, який забезпечує вертикальну комунікацію та керування системою. Обмін даними між IED та сервером АСУ ТП. Використовується для моніторингу, керування, передачі осцилограм та зміни уставок. IED автоматично надсилає дані на SCADA-сервер лише при зміні стану або через заданий інтервал часу. Використовується для передачі команд керування від оператора (наприклад, команда на увімкнення/вимкнення вимикача). Замінює старі послідовні протоколи, надаючи АСУ ТП доступ до всієї інформації термінала РЗА.

Sampled Values є протокол відповідає за передачу вимірювальних даних у цифровій формі. Передача миттєвих, синхронізованих значень струмів та напруг від модулів оцифрування Merging Units, до терміналів РЗА. Це безперервний потік оцифрованих значень, які передаються з фіксованою частотою 4800 точок на цикл, що є ключовим для точної роботи захисту. Замінює традиційні мідні аналогові ланцюги від вторинних обмоток ТС/ТН. Протоколи Синхронізації Часу, точна синхронізація необхідна для коректної роботи захисту та аналізу послідовності подій.

PTP (Precision Time Protocol / IEEE 1588): Протокол високоточної синхронізації, який забезпечує точність у діапазоні декількох мікросекунд. Є обов'язковим для цифрових підстанцій, де використовується Process Bus.

SNTP (Simple Network Time Protocol): Використовується для синхронізації менш критичних пристроїв (серверів SCADA, АРМ) з точністю в діапазоні мілісекунд.

Таблиця 2.1 Порівняння протоколів

Характеристика	Традиційні Протоколи	Сучасні Протоколи
Фізичне Середовище	RS-485 (мідь)	Ethernet
Топологія Зв'язку	Послідовний зв'язок, "Master-Slave" (опитування)	Мережевий зв'язок, "Publisher-Subscriber" (видавець-підписник)
Інформаційна Модель	Дані за фізичною адресою.	Об'єктно-орієнтована (Логічні Вузли – LN).
Застосування	Моніторинг, Керування, Зв'язок з Диспетчером.	РЗА (GOOSE, SV), АСУ ТП (MMS), Керування.
Критична Швидкість	Час реакції: сотні мс - секунди.	Час реакції GOOSE: 2-10 мс.
Резервування	Обмежене (резервування ліній зв'язку).	Безшовне (PRP/HSR)
Дублювання Функцій	Вимагає окремі канали для захисту, вимірювань та SCADA.	Єдина мережа для всіх функцій.
Гнучкість та Модернізація	Зміна логіки вимагає фізичного прокладання кабелів.	Зміна логіки здійснюється програмною переконфігурацією
Тип Даних	Дискретні, аналогові	Дискретні, аналогові, оцифровані
Кібербезпека	Слабка/відсутня.	Вбудовані механізми (IEC 62351), шифрування та аутентифікація.

Протокол **IEC 60870-5-104** (або IEC 104) є найбільш поширеним протоколом зовнішнього зв'язку між підстанціями та диспетчерськими центрами в українській енергосистемі завдяки поєднанню його технічної надійності та історичних факторів впровадження. Технічно, IEC 104 функціонує поверх стандартного мережевого протоколу TCP/IP, що забезпечує високу надійність передачі даних та гарантує доставку пакетів та їхню правильну послідовність, що є критично важливим при обміні даними через глобальні (WAN) мережі між територіально розподіленими об'єктами.

Використовуючи постійне з'єднання, він забезпечує асинхронну передачу даних: підстанція може самостійно без постійного опитування надсилати дані до ДЦ одразу після їхньої зміни, що забезпечує оперативність, достатню для диспетчерського керування. Важливо, що в сучасній архітектурі існує чітке функціональне розділення:

ІЕС 61850 використовується для внутрішньої комунікації на підстанції, тоді як ІЕС 104 використовується для зовнішньої комунікації з Диспетчерським центром, що дозволяє зберегти мережу підстанції ізольованою та незалежною.

2.3 Уніфікація пристроїв захисту та автоматизації

Ще однією технологією, що викликає значний інтерес останніми роками, є централізована система захисту та керування. Це рішення є суттєвою зміною та найбільшою можливістю для ЦЕП щодо зменшення інфраструктури, фізичного простору та інженерних процесів. Ця технологія вселяє оптимізм щодо майбутнього цифрових підстанцій.

Це також сприяє оптимізації простору в диспетчерській, зменшуючи кількість необхідних панелей керування. Крім того, універсальні пристрої дають змогу підвищити гнучкість і масштабованість системи, дозволяючи впроваджувати нові функції захисту та керування через програмне забезпечення без змін апаратури.

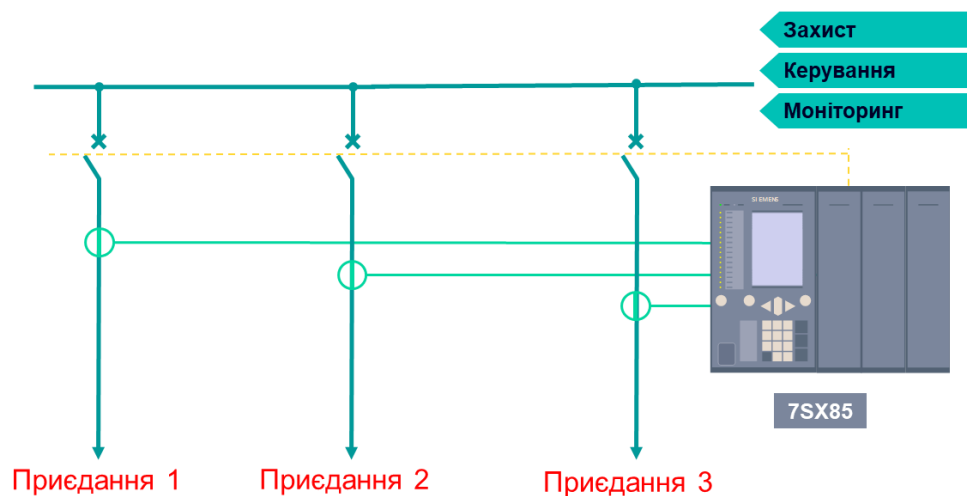


Рисунок 2.4 - Схема використання універсального пристрою захисту

Як приклад універсального пристрою захисту від компанії Siemens 7SX85. Цей пристрій має усі основні функції захисту, та за допомогою його можна покрити всі потреби ПС. Такий варіант дуже корисний при оптимізації складу, або під час ремонтних робіт. Такі пристрої також сприяють покращеній сумісності між пристроями різних виробників, оскільки вони базуються на стандартах, таких як ІЕС 61850, покращуючи інтеграцію та комунікацію в підстанції

Таке рішення дозволяє розробляти логічні системи, блокування та інженерні процеси з більшою контролем над роботою ЦЕП та електросистем, підвищуючи довіру до самого пристрою.

Уніфікація пристроїв забезпечує значне скорочення фізичного обладнання на підстанції, оскільки більшість функцій захисту й управління виконується централізовано. Це не лише зменшує кількість пристроїв, але й оптимізує використання простору, спрощує монтаж та знижує вимоги до кабельних комунікацій. Внаслідок цього підвищується загальна економічна ефективність проєкту.

Такий підхід також сприяє спрощенню технічного обслуговування: менше апаратури означає менше потенційних точок відмови та нижчі витрати на підтримку протягом усього життєвого циклу підстанції.

Важливою перевагою є підвищена гнучкість, це дозволяє швидко адаптувати підстанцію до нових експлуатаційних вимог, вводити додаткові функції або інтегрувати нові технології.

Нарешті, масштабованість системи дає змогу легко додавати нові функції, вводити додаткові елементи мережі або переходити на нові рівні автоматизації без значних інвестицій у модернізацію фізичної інфраструктури. Використання універсальних пристроїв фактично створює гнучку та адаптивну платформу, яка здатна розвиватися разом із вимогами енергетичної системи.

Для більш наглядного розуміння далі наведена таблиця з порівнянням.

Таблиця 2.2 Порівняння варіантів реалізації

Характеристика	Традиційна Архітектура	Централізоване Обладнання Підстанції
Управління Релейними Активами	Необхідно окремо ідентифікувати, специфікувати, конфігурувати, тестувати та обслуговувати багато реле з окремими записами для кожного.	Невелика кількість пристроїв спрощує управління, а набір функцій є обмеженим порівняно з традиційними методами.
Обслуговування	Планове обслуговування може бути частим і вимагає досвідченого, добре навченого персоналу та дорогого каліброваного тестового обладнання.	Вимагається обмежене обслуговування, оскільки вся система РЗА використовує менше фізичних пристроїв. Все ще потрібен досвідчений персонал.
Безпека	Велика кількість IED РЗА забезпечує більше точок доступу для кіберзагроз.	Дуже обмежена кількість точок доступу, якими можна краще керувати.

2.4 Передумови та критерії для оптимізації використання ресурсів комунікаційних архітектур

У цій частині я визначу базові критерії для характеристики комунікаційних систем ЦЕП. На основі цього пропоную реалізації схем ЦЕП для оптимізації використання ресурсів комунікаційних архітектур і новітніх технологій або для інтеграції обох аспектів.

У Таблиці 2.3 наведено три типи архітектури, що впроваджуються в ЦЕП. Це відповідає поясненням попереднього розділу. Кожна архітектура пов'язана з мінімальною кількістю обладнання, необхідного для правильної реалізації та роботи у відсіку підстанції. Слід підкреслити, що кожна компанія чи інженерна група може мати додаткове комунікаційне обладнання для посилення архітектури та забезпечення більшої надійності та безпеки своїх систем.

Таблиця 2.3 Порівняння резервування

Компонент	Проста "Зірка" (Нерезервована)	Подвійна "Зірка" (Резервування PRP)	Кільцева (Резервування HSR)
Архітектура/Топологія	(Проста "Зірка")	Подвійна "Зірка"	(Кільцева)
Комутатори (Switches)	мінімум 2	мінімум 4	відсутні
IED (Термінали РЗА)	мінімум 2-3	мінімум 2-3	мінімум 2-3
Merging Units (MU)	мінімум 2	мінімум 2	мінімум 2
Шлюзи (Gateways)	мінімум 2	мінімум 2	мінімум 2
Синхронізація	мінімум 1	мінімум 1	мінімум 1
Канали Зв'язку	мінімум 8	мінімум 16	мінімум 8
Метод Резервування	Немає	PRP	HSR

Резервування PRP вимагає вдвічі більше комунікаційних каналів та комутаторів (4 замість 2), оскільки використовує дві абсолютно незалежні мережі (LAN A та LAN B). Це забезпечує найвищий рівень надійності з нульовим часом перемикавання.

Резервування HSR не вимагає додаткових комутаторів, оскільки пристрої підключаються безпосередньо в кільце. Це забезпечує надійність з нульовим часом перемикавання з меншими витратами на мережеве обладнання, але має певні обмеження на розмір кільця.

Надалі, у Таблиці 2.4 наведено орієнтовні енергоспоживання як середні значення. Остаточні витрати можуть змінюватися залежно від постачальника технологій, місця розташування проекту та локальних економічних факторів. Споживана потужність може відрізнятися залежно від бренду та моделі пристроїв, запланованих завдань та інформаційного трафіку, який вони обробляють. Значення, наведені тут, отримані на основі аналізу кількох технологічних пропозицій для кожного типу пристрою або інфраструктури, необхідної для цифрової підстанції.

Таблиця 2.4 - Споживання електроенергії для роботи

Компонент / Вимога	Проста "Зірка"	Подвійна "Зірка" (Резервування PRP)	Кільцева HSR
Термінали РЗА	160–240 Вт	160–240 Вт	160–240 Вт
MUs	90 Вт	90 Вт	90 Вт
Шлюзи (Gateways)	150 Вт	150 Вт	150 Вт
Синхронізація	40 Вт	40 Вт	40 Вт
Комутатори	140 Вт	280 Вт	Немає

Значення, наведені в Таблиці 2.5, використовуються як середньостатистичні. Оскільки кількість змінних і мапування сигналів у наборах даних, створених для публікації повідомлень на кожному пристрої, можуть спричиняти варіювання цих орієнтовних значень.

Таблиця 2.5 - Обсяг трафіку для передчі даних

Протокол	Режим Передачі	Обсяг Трафіку [Байт/с]	Призначення
MMS	Постійний / Звітування (Reporting)	12.5 кБайт/с	Вертикальний зв'язок (АСУ ТП IED)
GOOSE Lite	Спокійний режим (Steady State)	125 Байт/с	Горизонтальний зв'язок (РЗА - РЗА), підтримка зв'язку
GOOSE Heavy	Піковий режим (Fault Events)	125 кБайт/с	Горизонтальний зв'язок, передача критичних команд відключення (burst)
Sampled Values	Безперервний потік	4.8–6.2 МБайт/с	Передача вимірювань від MU до IED

Наведені дані чітко ілюструють, що навантаження на комунікаційну мережу цифрової підстанції розподіляється вкрай нерівномірно і має чітку залежність від рівня архітектури

Sampled Values навантаження є домінуючим і вимагає або використання окремої Process Bus, або потужних комутаторів з підтримкою пріоритезації для гарантування, що цей масивний трафік не завадить критично важливим, але малооб'ємним GOOSE-повідомленням.

2.5 Перевірка швидкості роботи та аналіз випробувань

Для доказу гарної роботи нових технологій було проведено експерименти результати яких описано в цьому розділі. Для реалізації дослідів було використано внутрішні програми компанії Сіменс це SIPROTEC DigitalTwin та 104 Tester, Digsі 5 . За допомогою цих програм було проведено подальші досліді та отримані результати.

Перед початком дослідів було створено 4 пристроя в Digsі 5, зконфігуровано та збережено їх для подальшого моделювання. Також було збережено їх симуляційну модель для того щоб можна було моделювати подачу даних.

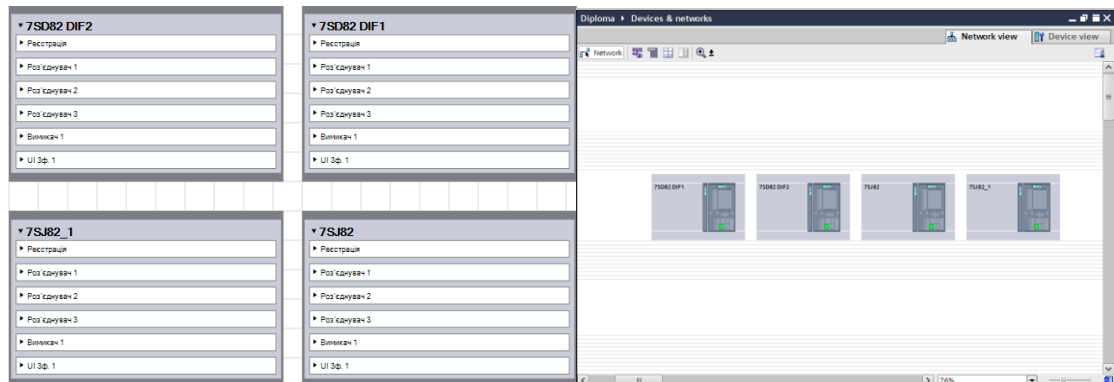


Рисунок 2.5 - Конфігурування в Digsі 5

Після конфігурації пристроїв було додано нову станцію МСК 61850 і додано наші пристрої

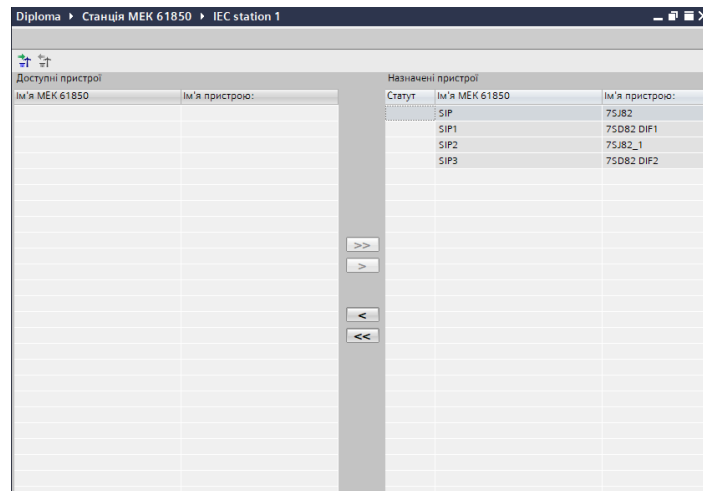


Рисунок 2.6 - Додані пристрої в станцію 61850

Дослід 1

Було оцінено час реагування реле захисту, що працює з вибілковими значеннями (Sampled Values, SV), у цифровій підстанції, порівняно з аналогічним реле, яке отримує аналогові сигнали безпосередньо від трансформаторів струму та напруги. Запропоновано схему експериментальних випробувань для моделювання процес-шини з урахуванням міжвендорної сумісності пристроїв.

Для двох реле захисту було оцінено різні сценарії роботи за умов короткого замикання, в експериментальному тесті розглядалися два типи реле: Цифрове реле захисту (Relay A) та Традиційне (аналогове) реле захисту (Relay B)

Крім того, реле А тестувалося з двома типами МУ: МУ А та МУ В. Для обох реле захисту (А та В) була налаштована функція миттєвого захисту від надструму.

Для оцінки часу реагування реле захисту було проведено п'ять аварійних подій, кожна з яких тестувалася по 10 разів. Під час експерименту вимірювалися дві змінні:

- T — середній час, обчислений на основі 10 тестів для кожної події;
- σ — стандартне відхилення часу, обчислене за результатами 10 тестів для кожної події.

Також в таблицях вказаний I, що відповідає струмам короткого замикання для п'яти подій

Дослід Реле захисту А з MU А



Рисунок 2.7 - Перший пристрій в програмі для симуляцій

Таблиця 2.6 Середній час спрацювання реле захисту А та MU А

I(A)	Relay contact		Factory GOOSE		Set GOOSE		MU contact	
	T	σ	T	σ	T	σ	T	σ
1,70	15,66	0,81	13,66	0,67	13,66	0,67	16,90	0,67
2,70	11,40	0,75	9,54	0,70	9,54	0,70	12,76	0,67
4,20	8,16	0,52	6,22	0,52	6,22	0,52	9,50	0,53
6,00	8,18	0,49	6,26	0,47	6,26	0,47	9,52	0,51
6,00	8,20	0,50	6,24	0,55	6,24	0,55	9,54	0,45

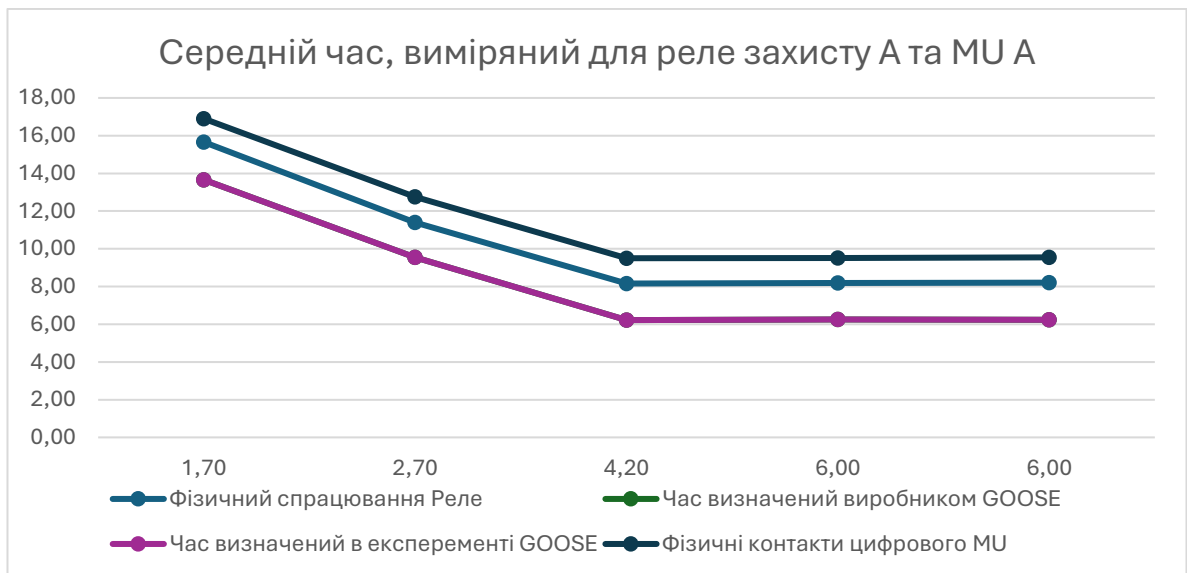
Результати показують, що при малих струмах короткого замикання час спрацювання є більшим, тоді як зі збільшенням струму він зменшується. Найкоротший час реагування спостерігався для GOOSE-повідомлень (≈ 6 мс), що свідчить про високу швидкодію мережевої комунікації. Різниця часу між моментом видачі GOOSE-повідомлення та активацією фізичного контакту MU становить близько 3,5 мс, що підтверджує мінімальні втрати при цифровій передачі даних. Це гарантує високу ефективність захисту.

Це означає, що в тестах враховували два типи GOOSE-повідомлень:

1. Factory GOOSE – повідомлення, налаштовані виробником реле за замовчуванням; вони є стандартними й готовими до використання без додаткових змін.

2. Set GOOSE – повідомлення, спеціально налаштовані для проведення конкретного тесту; їх параметри можуть відрізнятися від заводських, щоб імітувати реальні робочі умови або специфічні сценарії аварій.

Вимірювання часу передачі обох типів дозволяє порівняти, чи впливають індивідуальні налаштування на швидкодію захисту та роботу цифрового МУ.



Графік 2.1 - Середній час, виміряний для реле захисту А та МУ А.

Дослід Традиційне реле захисту В

У цьому експерименті використовувалось аналогове реле, що працює без process bus. Реле В має функціональні та експлуатаційні характеристики, подібні до реле А.

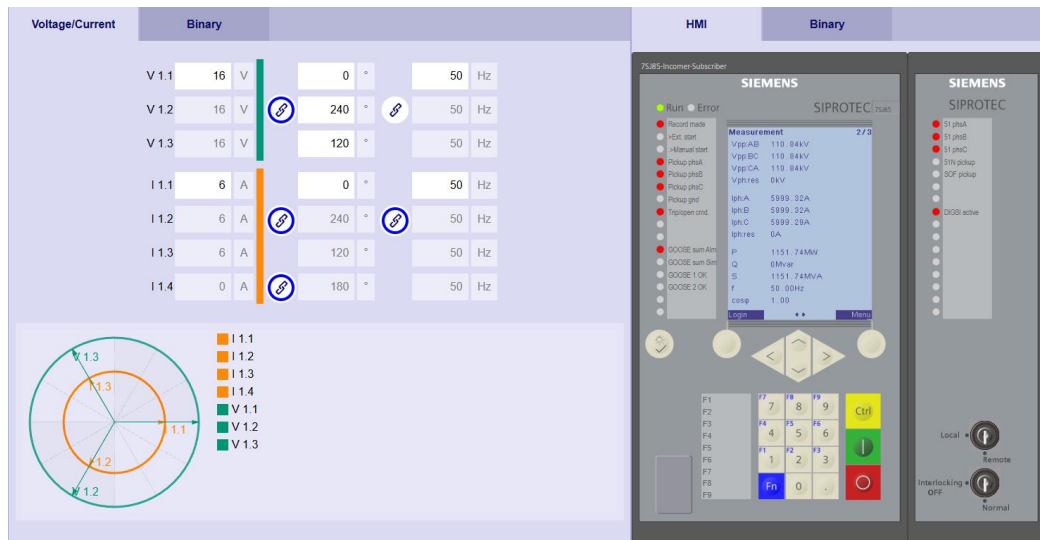


Рисунок 2.8 - Другий пристрій в програмі для симуляцій

Таблиця 2.7 - Середній час, вимірний для реле захисту В зі звичайними аналоговими сигналами

I(A)	Relay contact		Factory GOOSE		Set GOOSE		MU contact	
	T	σ	T	σ	T	σ	T	σ
1,70	14,40	0,73	12,63	0,79	12,63	0,79	12,82	0,80
2,70	10,18	0,73	8,61	0,91	8,61	0,91	8,78	0,89
4,20	7,49	0,47	5,93	0,68	5,93	0,68	6,06	0,69
6,00	7,13	0,55	5,49	0,62	5,49	0,62	5,67	0,57
6,00	7,10	0,51	5,52	0,64	5,52	0,64	5,69	0,63

Як і у випадку цифрового реле, часи спрацювання зменшуються зі збільшенням струму короткого замикання. Максимальна різниця між аналоговим і цифровим підходами не перевищує 1,5 мс. Це свідчить про високу обчислювальну здатність обладнання для публікації сигналів.

Дослід 2

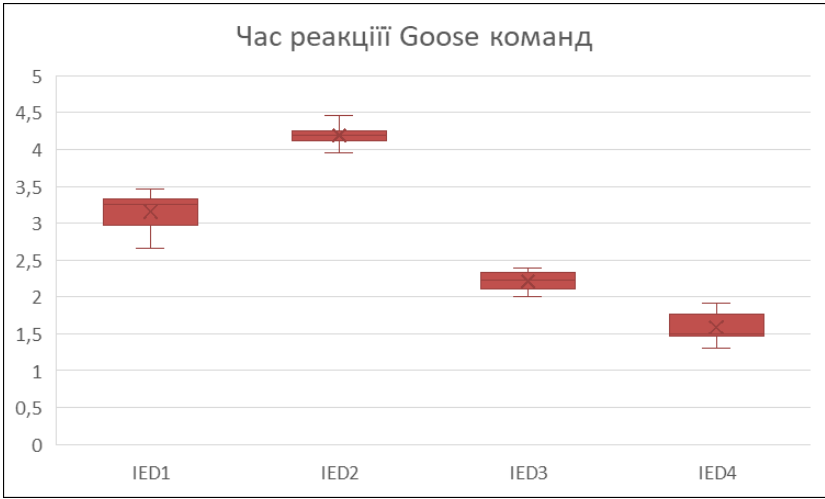
Для оцінки продуктивності пристроїв та визначення їхньої здатності обробляти високошвидкісні GOOSE-повідомлення було проведено серію експериментальних випробувань у віртуальному середовищі SIPROTEC Digital Twin. Це середовище дозволило відтворити роботу реальних пристроїв РЗА без необхідності формування фізичного стенду, що значно підвищило точність вимірювань та повторюваність дослідів. У програмі SIPROTEC

DigitalTwin було створено віртуальну мережу із чотирма пристроями IED різних конфігурацій. Кожен пристрій був завантажений із власним CID-файлом, що відповідав його типовій конфігурації у реальних системах РЗА.

☐	Device Name	Type	Configuration Version	Device Firmware	COM Firmware	IP Address
☐	7SD82-DiffProt1	7SD82	V08.01 (Device) V08.01 (Communication)	V08.06	V08.06	172.16.60.60/24 (Port J)
☐	7SD82-DiffProt2	7SD82	V08.01 (Device) V08.01 (Communication)	V08.06	V08.06	172.16.60.61/24 (Port J)
☐	7SJ82-Feeder-Publisher	7SJ82	V08.01 (Device) V08.01 (Communication)	V08.06	V08.06	172.16.60.86/24 (Port J) 10.16.60.86/24 (Port E)
☐	7SJ85-Incomer-Subscriber	7SJ85	V08.01 (Device) V08.01 (Communication)	V08.06	V08.06	172.16.60.79/24 (Port J) 10.16.60.79/24 (Port F)

Рисунок 2.8 - Пристрої для випробувань

На графіку показано результати випробувань продуктивності пристроїв, які брали участь у дослідженні. За результатами проведених тестів було визначено час реакції на отримання та обробку GOOSE-повідомлень для кожного з випробуваних IED. Червона рамка на графіку відображає середні 50% вимірюваних значень тобто типовий діапазон, що характеризує стабільність роботи пристрою та рівень коливань затримки. Лінія яка в середині рамки позначає медіану, тобто середнє положення результатів у вибірці. Вертикальні лінії за межами рамки показують типові межі значень (мінімальне та максимальне значення без урахування викидів).



Графік 2.2 - Продуктивність GOOSE для випробуваних пристроїв

Усі пристрої показали затримку менше ніж 5 мс, що відповідає вимогам стандарту IEC 61850 для захисних сигналів типу GOOSE. Це підтверджує можливість їх використання у високошвидкісних схемах захисту та керування.

Дослід 3

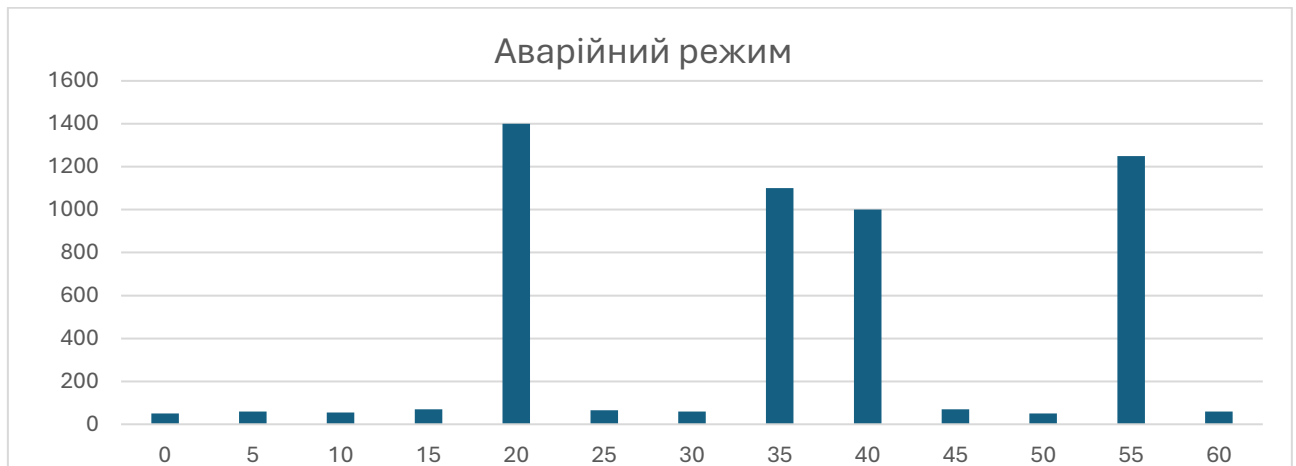
Відмови у цифровій підстанції це порушення нормального функціонування обладнання та систем, які можуть призвести до аварійних ситуацій в енергосистемі. Основними типами є відмови первинного обладнання короткі замикання, обриви, перевантаження, пошкодження ізоляції. Ці відмови призводять до порушення електропостачання, каскадних аварій, пошкодження обладнання та втрати стабільності енергосистеми. Особливістю цифрових підстанцій є складність діагностики через взаємозв'язок систем, швидке поширення відмов через цифрові комунікації, можливість віддаленого впливу через кіберзагрози та залежність від якості програмного забезпечення. Саме тому аналіз мережевого трафіку є критично важливим для раннього виявлення та попередження відмов.

Проведено вимірювання обсягу мережевого трафіку під час нормальної роботи та при виникненні відмов у цифровій підстанції. Аналіз трафіку показав, що втрата пакетів можлива в системах із перевантаженням інформації. Це підкреслює критичну важливість керування трафіком у цифрових підстанціях



Графік 2.3 - Обсяг даних при нормальному режимі

Графік демонструє, що у сталому режимі максимальний розмір повідомлення становить менше ніж 200 байт.



Графік 2.4 - Обсяг даних при аварійному режимі

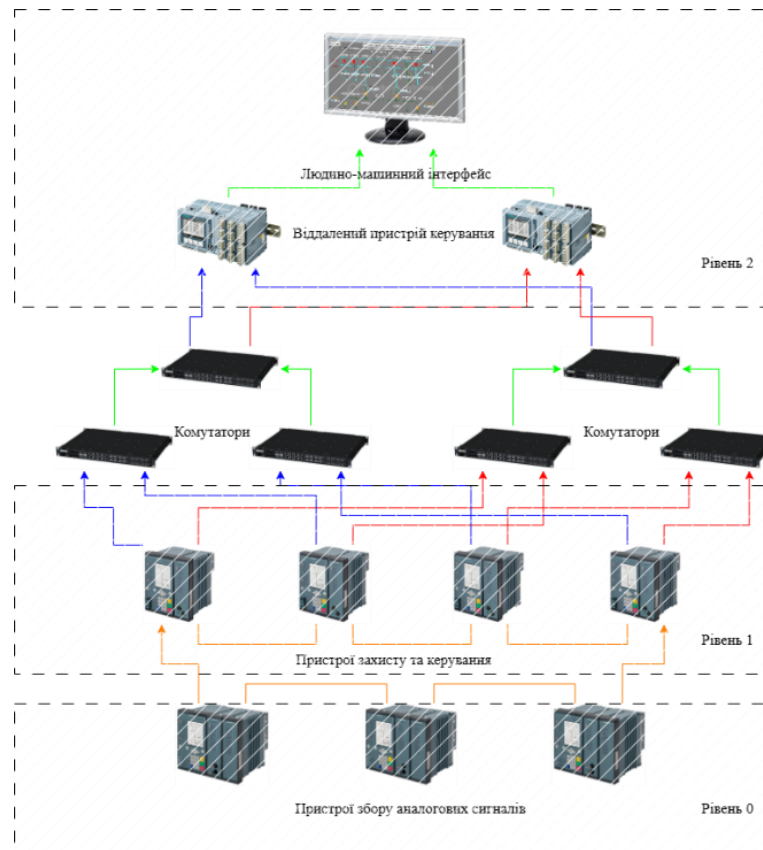
У разі збоїв обсяг зростає до 1500 байт. Це свідчить, що навіть при подіях із частими GOOSE-повідомленнями, ризик перевантаження мережі незначний.

2.6 Рішення для оптимізації системи

Запропоновані рішення базуються на стандарті IEC 61850, який рекомендує мати максимальне завантаження 60% пропускної здатності інтерфейсів та комунікаційних каналів, що використовуються в архітектурі ЦЕП, як межу.

Під час вибору архітектури електричної підстанції компанії та інженерні групи повинні враховувати економічні чинники, не нехтуючи при цьому безпекою, цілісністю та стабільністю системи. Оптимізація в такому контексті означає зменшення кількості необхідного обладнання або максимальне використання наявних пристроїв без шкоди для надійності роботи підстанції.

Щоб забезпечити безперервність роботи ПС, першим кроком до переходу на процесну шину є збереження типової архітектури станційної шини з мінімальними змінами.



Рисунк 2.9 - Станційна шина працює за протоколом PRP, а процесна – за HSR.

Таке поєднання дозволяє отримати надлишковість на обох рівнях комунікації та оцінити продуктивність пристроїв, модулів злиття (MU) і комунікаційної інфраструктури без необхідності втручання в існуючий станційний рівень. Лабораторні випробування, проведені для цієї архітектури, моделювали ситуації насичення трафіку та втрати пакетів, що дозволило оцінити її ефективність і надійність.

Архітектура дає змогу проводити попередню оцінку часу реакції пристроїв захисту, які працюють із використанням Sampled Values і GOOSE повідомлень, при цьому не вимагаючи додаткової конфігурації IED чи складної комунікаційної інженерії. Це рішення також скорочує витрати часу на налаштування і зменшує кількість потенційних помилок, пов'язаних із дублюванням функцій. Однак важливо забезпечити сумісність усіх пристроїв із протоколом HSR і заздалегідь оцінити обсяг трафіку, який може проходити через процесну шину, щоб уникнути перевантаження.

У результаті така архітектура дає змогу поступово переходити від традиційних до цифрових підстанцій, мінімізуючи вплив на існуючу інфраструктуру. Це знижує вартість модернізації, підвищує стійкість до відмов і забезпечує гнучкість подальшого розширення системи. Один із варіантів, запропонованих у дослідженні, передбачає об'єднання станційної та процесної шин в одну універсальну шину.

Це рішення дозволяє централізувати мережеве обладнання (комутатори) і здійснювати управління трафіком через сегментацію направляючи інформацію лише між пристроями, яким вона потрібна.

Такий підхід зменшує використання комунікаційної інфраструктури, зокрема кількість комутаторів, оптичних каналів і навіть систем синхронізації в часі.

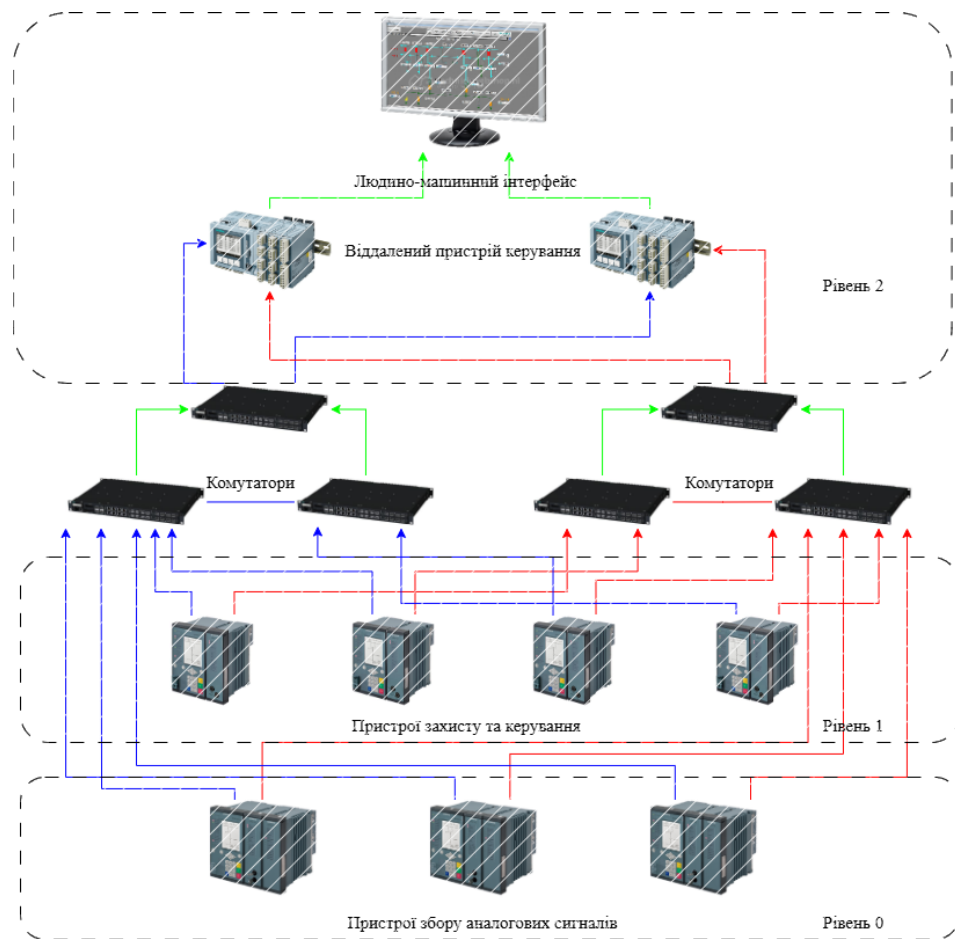


Рисунок 2.10 - Всі рівні об'єднані в єдину комунікаційну систему

Практичні дослідження показали, що завдяки впровадженню універсальної шини можна зменшити кількість мережевого обладнання майже на 50%. Крім того, зменшується кількість потенційних точок відмови, оскільки скорочується число проміжних з'єднань між різними рівнями підстанції.

Обидві архітектури орієнтовані на ефективніше використання наявної інфраструктури, підвищення надійності та зниження вартості інженерних процесів. Їх впровадження потребує попередніх випробувань на сумісність, інтеграцію та продуктивність відповідно до стандарту IEC 61850. Пристрої, які використовуються на різних рівнях ПС, мають свої особливості роботи, тому досягнення повної взаємодії вимагає глибокого технічного аналізу.

Загалом результати дослідження підтверджують, що універсальна шина та централізований захист є реальними кроками до модернізації цифрових підстанцій. Вони дозволяють значно скоротити інфраструктуру, підвищити гнучкість і забезпечити високу надійність системи за умови правильного управління трафіком і відповідності міжнародним стандартам.

Висновок

У другому розділі було обґрунтовано концепцію та технічну реалізацію інтеграції систем РЗА та АСУ ТП у форматі цифрової підстанції на базі стандартів IEC 61850. Детальний аналіз архітектури підтвердив ефективність переходу від трирівневої фізичної моделі з мідними зв'язками до логічної структури, об'єднаної шинами процесу (Process Bus) та станції (Station Bus). Дослідження ключових протоколів передачі даних, зокрема GOOSE для дискретних сигналів та Sampled Values для оцифрованих вимірювань, довело їхню здатність забезпечити необхідну швидкодію та синхронізацію подій у реальному часі. Проведені експериментальні випробування у середовищі SIPROTEC DigitalTwin підтвердили, що цифрові пристрої захисту демонструють час реакції (менше 5 мс), який є співмірним або кращим за показники традиційних аналогових реле, а використання протоколів безшовного резервування PRP та HSR гарантує надійність мережі з нульовим

часом відновлення навіть у випадку відмови каналів зв'язку. . Також було доведено, що впровадження централізованої системи захисту дозволяє суттєво оптимізувати апаратну частину підстанції, зменшити енергоспоживання та площу під обладнання, при цьому аналіз трафіку показав, що сучасні мережі зберігають стабільність навіть при пікових навантаженнях під час аварійних режимів. Таким чином, результати розділу підтверджують повну технічну готовність та доцільність застосування технологій цифрової підстанції для проектування систем захисту та керування ПС 110/35 кВ «ВЕС», створюючи базу для розробки конкретних схемних рішень у наступній частині роботи.

РОЗДІЛ 3. ПРАКТИЧНА РЕАЛІЗАЦІЯ ПС 110/35 кВ

Після аналізу можливих варіантів реалізації систем автоматизації та ознайомлення з сучасними технологіями комунікацій було визначено основні цілі впровадження автоматизованої системи керування технологічними процесами (АСК ТП), які повинні забезпечуватися під час експлуатації підстанції 110/35 кВ. Також було досліджено умови вибору пристроїв РЗА на розраховано аварійні режими які потрібні для правильного обирання функцій захисту.

3.1 Вибір пристроїв релейного захисту та їх функцій

У сучасних енергосистемах релейний захист та автоматика (РЗА) дедалі частіше реалізуються не лише на основі традиційних електромеханічних або апаратних схем, а як частина комплексної цифрової архітектури підстанції. Одним із ключових стандартів, що забезпечує таку інтеграцію, є IEC 61850, який визначає способи опису, обміну та взаємодії між інтелектуальними електронними пристроями (IED).

На відміну від класичних систем, де міжрелейні зв'язки будуються за допомогою мідних кабелів, контакторів та апаратних сигналів, цифрова

підстанція використовує мережеві механізми комунікації, серед яких центральне місце займають GOOSE-повідомлення.

Особливої уваги потребує те, що такі ключові функції, як ПРБВ (пристрій резервування вимикача), команди АПВ, керування вимикачами та дугогасними пристроями, у цифровій архітектурі виконуються через GOOSE-сигнали, а не через фізичні контакти. Це дозволяє забезпечити практично миттєву передачу команд, усунення залежності від контактних з'єднань та значне підвищення надійності системи.

У цьому розділі подано аналіз функцій релейного захисту, доступних у вибраному обладнанні, з урахуванням вимог цифрової підстанції та особливостей реалізації взаємодії через IEC 61850.

3.1.1 Захист лінії 110 кВ

Для захисту лінії 110 кВ передбачено два взаємно дублюючі комплекти подовжнього диференційного захисту (основний і резервний). Кожен комплект складається з двох півкомплектів, розташованих на протилежних кінцях лінії та з'єднаних між собою волоконно-оптичною лінією зв'язку для обміну параметрами струмів і керуючими командами за допомогою модулів оптичного зв'язку вбудований в пристрій компанії Siemens Siprotec 5 7SL87

Пристрій Siprotec 5 7SL87 виконує такі основні функції: подовжній диференційний захист лінії, п'ятизонний дистанційний захист від міжфазних і однофазних коротких замикань, блокування при хитаннях потужності, чотириступеневий струмовий захист нульової послідовності, струмову відсічку, захист від зниження напруги, визначення напрямку потужності, визначення місця пошкодження, контроль справності вторинних кіл струму і напруги, моніторинг (аварійний осцилограф, реєстратор подій, самодіагностика), наявність шести груп уставок і можливість розширення функціональності за допомогою гнучкої логіки. Диференційний захист спрацьовує без витримки часу на відключення, пуск пристрою резервування вимикача та АПВ вимикача лінії. Дистанційний і струмові захисти діють із

витримкою часу та забезпечують ті ж функції. При включенні лінії автоматично активується прискорення дії захистів.

3.1.2 Захист силових трансформаторів і РПН

Для захисту та регулювання напруги кожного трансформатора застосовується пристрій Siemens Siprotec 5 7UT85

Він виконує поздовжній диференційний захист трансформатора з процентним гальмуванням, відстройкою по другій гармоніці від кидка струму намагнічування та по п'ятій гармоніці від перезбудження. Також передбачено диференційну відсічку, струмові захисти для кожної з обмоток, чотириступеневий захист нульової послідовності, струмову відсічку, максимальний струмовий захист і захист від зниження напруги. Пристрій забезпечує автоматичне регулювання напруги за допомогою зміни коефіцієнта трансформації під навантаженням (РПН) та індикацію положення регулятора.

Передбачено контроль справності вторинних кіл струму та напруги, моніторинг аварійних подій, осцилографування, реєстрацію подій, самодіагностику, наявність шести груп уставок, а також можливість розширення функціональності завдяки гнучкій логіці.

На основі окремих ступенів максимального струмового захисту реалізуються додаткові функції: захист сторони високої напруги, блокування регулятора РПН за струмом сторони ВН, захист від перевантаження сторони низької напруги та пуск охолодження за струмом НН. Компенсація фазового зсуву обмоток трансформатора для коректної роботи диференційного захисту здійснюється програмно.

Диференційний захист діє без витримки часу на відключення, пуск пристрою резервування вимикача (ПРВВ) та заборону автоматичного повторного вмикання (АПВ) усіх вимикачів трансформатора. Максимальний струмовий захист сторони ВН працює з витримкою часу, подаючи команди на відключення, пуск ПРВВ і АПВ. Захист від перевантаження сторони НН діє із затримкою часу на сигнал.

Передбачається прийом сигналів від технологічних захистів трансформатора з дією на відключення, пуск ПРВВ і заборону АПВ або лише на подачу сигналу.

До технологічних захистів трансформатора належать:

- газовий захист бака трансформатора (двоступеневий: сигнал і відключення);
- газовий захист бака контактора РПН (діє без витримки часу на відключення);
- захист при зниженні рівня масла в баку трансформатора або РПН (на сигнал);
- захист від перегріву масла (на сигнал і пуск охолодження);
- захист від втрати охолодження (на сигнал при відключенні автоматів живлення).

Усі технологічні захисти діють через проміжні реле основного захисту трансформатора.

3.1.3 Автоматика вимикача 110 кВ групи трансформаторів і резервний захист групи трансформаторів

Для автоматики вимикача 110 кВ та резервного захисту групи трансформаторів застосовується пристрій Siemens Siprotec 5 7VK87.

Він забезпечує струмовий і напруговий захист широкого призначення, автоматичне повторне вмикання (АПВ), пристрій резервування вимикача (ПРВВ), а також контроль справності вторинних кіл струму, напруги та кіл керування вимикача. Пристрій виконує моніторинг стану обладнання, включаючи аварійне осцилографування, реєстрацію подій і самодіагностику.

На базі 7VK87 реалізовано резервний захист групи трансформаторів від підживлення коротких замикань з боку системи. Захист діє з витримкою часу на відключення, пуск ПРВВ і АПВ вимикача.

Функція АПВ виконується з зовнішнім пуском від захистів і контролем готовності вимикача здійснити цикл «відключення – вмикання – відключення» та має однократну дію. Заборона АПВ передбачена при оперативному виведенні функції, спрацюванні ПРВВ, після прискореного відключення, а

також при спрацюванні диференційного або технологічних захистів трансформатора.

Функція ПРВВ реалізується з пуском від захистів і контролем струму через вимикач. Вона має дві ступені дії:

- перша ступінь діє без витримки часу на повторне відключення несправного вимикача («на себе»);
- друга ступінь діє з витримкою часу на відключення суміжних вимикачів із заборonoю АПВ, зокрема:
 1. відключення групи трансформаторів через основні комплекти їх захисту;
 2. відключення вимикача автоматичної перемички 110 кВ;

3.1.4 Захист і автоматика вводу 35 кВ трансформатора

Захист і автоматика вводу 35 кВ трансформатора виконуються на базі пристрою Siemens Siprotec 5 7SJ85. Пристрій забезпечує двоступеневий максимальний струмовий захист, струмову відсічку, а також захист від однофазних замикань на землю на основі комплексної провідності (функція не використовується). Додатково реалізовано функції АПВ, ПРВВ, контроль справності вторинних кіл струму та кіл керування вимикача, а також моніторинг аварійних подій, реєстрацію подій і самодіагностику.

Кількість активних ступенів струмового захисту визначається розрахунками уставок. Максимальний струмовий захист діє з витримкою часу на відключення, пуск ПРВВ і АПВ вимикача. Передбачено автоматичне прискорення спрацювання при вмиканні вимикача.

Функція АПВ реалізується у складі пристрою 7SJ85 з пуском від відповідних захистів і має однократну дію. Логіка роботи АПВ інтегрована у цифрову комунікаційну мережу IEC 61850, тому сигнали пуску, блокування та підтвердження станів між приєднаннями передаються за допомогою GOOSE-повідомлень, що забезпечує нульовий час реакції та узгодженість роботи всіх елементів схеми.

Заборона АПВ передбачена у випадках: оперативного виведення АПВ, спрацювання ПРВВ, диференційного або технологічних захистів трансформатора, спрацювання чутливого ступеня диференційного захисту шин, а також після відключення із прискоренням. Сигнали блокування при цьому також передаються по мережі GOOSE.

Функція ПРВВ реалізується з пуском від захистів та контролем струму через вимикач. Вона має дві ступені дії:

- перша ступінь діє без витримки часу на повторне відключення вимикача («на себе»);
- друга ступінь діє з витримкою часу на відключення суміжних елементів схеми із заборонаю АПВ, а саме: відповідної групи трансформаторів через їх основні захисти та відповідної секції 35 кВ через диференційний захист шин.

У межах інтегрованої архітектури SIPROTEC 5 передача команд ПРВВ на суміжні вимикачі, а також сигнали їх блокування/дозволу виконуються через GOOSE-повідомлення, що забезпечує синхронну та швидкодіючу взаємодію між усіма задіяними пристроями.

3.1.5 Захист і автоматика СВ 35 кВ

Захист і автоматика секційного вимикача 35 кВ виконуються на базі пристрою Siemens Siprotec 5 7SJ85. Пристрій забезпечує двоступеневий максимальний струмовий захист, струмову відсічку, пристрій резервування вимикача (ПРВВ), а також контроль справності вторинних кіл струму та кіл керування вимикача. Система виконує моніторинг стану обладнання, включаючи аварійне осцилографування, реєстрацію подій і самодіагностику. Передбачено шість груп уставок, можливість розширення функціональності за допомогою гнучкої логіки.

Кількість активних ступенів струмового захисту визначається розрахунками уставок. Максимальний струмовий захист діє із витримкою часу на відключення та пуск ПРВВ вимикача. При вмиканні вимикача автоматично вводиться прискорення струмового захисту.

Функція ПРВВ реалізується у складі пристрою з пуском від захистів і контролем струму через вимикач. Вона має дві ступені дії:

- перша ступінь спрацьовує без витримки часу на повторне відключення вимикача («на себе»);
- друга ступінь діє з витримкою часу на відключення із заборonoю АПВ суміжних елементів схеми, зокрема відповідних секцій 35 кВ через диференційний захист шин.

3.1.6 Захист і автоматика лінії ВЕС

Захист і автоматика лінії 35 кВ ВЕС виконуються на базі пристрою Siemens Siprotec 5 7SJ85. Пристрій забезпечує двоступеневий максимальний струмовий захист, струмову відсічку, захист від однофазних замикань на землю на основі комплексної провідності, автоматичне повторне вмикання (АПВ), пристрій резервування вимикача (ПРВВ) та визначення місця пошкодження (ВМП). Також реалізовано контроль справності вторинних кіл струму й кіл керування вимикача, а також моніторинг стану системи, що включає аварійне осцилографування, реєстрацію подій і самодіагностику.

Кількість активних ступенів струмового захисту визначається розрахунками уставок спрацювання. Максимальний струмовий захист діє із витримкою часу на відключення, пуск ПРВВ і АПВ вимикача. При вмиканні вимикача автоматично вводиться прискорення струмового захисту.

Для реалізації захисту від однофазних замикань на землю вхід 3Іо підключається до трьох фаз вимірювальної обмотки трансформатора струму за схемою «фільтр нульової послідовності».

Функція АПВ реалізується з пуском від захистів і має однократну дію. Заборона АПВ передбачається у випадках: оперативного виведення функції, спрацювання ПРВВ, чутливого ступеня диференційного захисту шин або після відключення з прискоренням.

Функція ПРВВ реалізується з пуском від захистів і контролем струму через вимикач. Вона має дві ступені:

- перша ступінь діє без витримки часу на повторне відключення вимикача («на себе»);
- друга ступінь діє з витримкою часу на відключення із заборонаю АПВ суміжних елементів схеми, зокрема відповідної секції 35 кВ через диференційний захист шин.

3.1.7 Захист і автоматика лінії 35 кВ ДГК

Для компенсації ємнісних струмів при однофазних замиканнях на землю в мережі 35 кВ передбачено встановлення дугогасних котушок (ДГК) із плавним автоматичним регулюванням. Керування дугогасною котушкою за допомогою SIPROTEC 5 є інноваційним рішенням, яке інтегрує функції контролю дугогасної котушки (котушки Петерсена) безпосередньо в пристрої релейного захисту SIPROTEC 5, що усуває необхідність у окремому фізичному пристрої керування ДГК.

Особливістю такого підходу є те, що всі команди регулювання та взаємодія між пристроями виконуються через цифрову мережу IEC 61850. Передача команд на зміну індуктивності, блокування чи розблокування режимів, а також обмін даними між пристроями реалізуються за допомогою GOOSE-повідомлень, які забезпечують нульовий час перемикання завдяки використанню PRP/HSR. Це дає змогу забезпечити швидку реакцію системи та є важливою перевагою інтегрованої цифрової архітектури.

Налаштування параметрів ДГК здійснюється в автоматичному режимі за допомогою пристрою Siprotec 5 7SJ85, який використовується для захисту комірки ДГК та реалізує логіку керування і контролю безпосередньо у цифровій мережі. Завдяки поєднанню функцій захисту й керування в одному пристрої значно спрощується реалізація складних алгоритмів та підвищується узгодженість роботи системи.

Система підтримує різні режими керування від ручного до повністю автоматичного із динамічним налаштуванням параметрів відповідно до

поточного стану мережі, що забезпечує максимальну гнучкість та ефективність експлуатації.

Захист і автоматика лінії 35 кВ ДГК виконуються на базі пристрою Siemens Siprotec 5 7SJ85. Пристрій забезпечує двоступеневий максимальний струмовий захист, струмову відсічку, пристрій резервування вимикача (ПРВВ), а також контроль справності вторинних кіл струму та кіл керування вимикача. Реалізовано функції моніторингу, що включають аварійне осцилографування, реєстрацію подій і самодіагностику.

Кількість активних ступенів струмового захисту визначається розрахунками уставок спрацювання. Максимальний струмовий захист діє з витримкою часу на відключення та пуск ПРВВ вимикача. При вмиканні вимикача автоматично вводиться прискорення струмового захисту.

Функція ПРВВ реалізується з пуском від захистів і контролем струму через вимикач. Вона має дві ступені дії:

- перша ступінь спрацьовує без витримки часу на повторне відключення вимикача («на себе»);
- друга ступінь діє з витримкою часу на відключення із заборонаю АПВ суміжних елементів схеми, зокрема відповідної секції 35 кВ через диференційний захист шин.

3.1.8 Захист і автоматика лінії 35 кВ ТВП

Захист і автоматика лінії 35 кВ ТВП виконуються на базі пристрою Siemens Siprotec 5 7SJ85. Пристрій забезпечує двоступеневий максимальний струмовий захист, струмову відсічку, захист від однофазних замикань на землю на основі комплексної провідності (функція не використовується), автоматичне повторне вмикання (АПВ), пристрій резервування вимикача (ПРВВ) та контроль справності вторинних кіл струму й кіл керування вимикача. Також реалізовано моніторинг, що включає аварійне осцилографування, реєстрацію подій і самодіагностику.

Кількість активних ступенів струмового захисту визначається розрахунками уставок. Максимальний струмовий захист діє із витримкою часу на відключення, пуск ПРВВ і АПВ вимикача. При вмиканні вимикача автоматично вводиться прискорення струмового захисту.

Функція АПВ реалізується в складі пристрою з пуском від захистів і має однократну дію. Заборона АПВ передбачається у випадках: оперативного виведення функції, спрацювання ПРВВ, чутливого ступеня диференційного захисту шин або після відключення із прискоренням.

Функція ПРВВ реалізується з пуском від захистів і контролем струму через вимикач. Вона має дві ступені дії:

- перша ступінь спрацьовує без витримки часу на повторне відключення вимикача («на себе»);
- друга ступінь діє з витримкою часу на відключення із заборонаю АПВ суміжних елементів схеми, зокрема відповідної секції 35 кВ через диференційний захист шин.

3.1.9 Диференційний захист шин 35 кВ

Диференційний захист збірних шин розподільчої установки 35 кВ виконується на базі пристроїв Siemens Siprotec 5 7SS85. Передбачено два комплекти захисту: для секцій 1–2 та 3–4, кожна з яких утворює окрему незалежну зону захисту.

Пристрій 7SS85 реалізує дві незалежні зони диференційного захисту з гальмуванням і чутливим ступенем, що підвищує точність виявлення пошкоджень. Також передбачено контроль справності вторинних кіл струму, моніторинг із функціями аварійного осцилографування, реєстрації подій і самодіагностики.

Основний ступінь диференційного захисту діє без витримки часу на відключення, пуск пристрою резервування вимикача (ПРВВ) і автоматичного повторного вмикання (АПВ) шин. Чутливий ступінь ДЗШ автоматично активується на короткий період після спрацювання основного ступеня й діє

без витримки часу на відключення, пуск ПРВВ і заборону АПВ приєднань пошкодженої секції.

Кожен комплект ДЗШ здійснює постійний пофазний контроль вторинних кіл струму, з автоматичним блокуванням дії захисту у випадку виявлення несправностей.

3.1.10 Захист ТН 35 кВ

Контроль параметрів трансформаторів напруги 35 кВ виконується на базі мікропроцесорного пристрою Siemens Siprotec 5 7SJ85. Пристрій забезпечує контроль ізоляції мережі 35 кВ, контроль справності вторинних кіл напруги та стану автоматичних вимикачів у колах вторинних обмоток трансформаторів напруги.

Контроль ізоляції мережі 35 кВ реалізовано у складі пристрою 7SJ85 на основі захисту від підвищення напруги нульової послідовності. Цей захист працює з витримкою часу на подачу сигналу.

3.2 Основні цілі та функції впровадження АСК ТП на ПС

Основні цілі впровадження АСК ТП:

1. Автоматизація процесів керування обладнанням підстанції 110/35 кВ.
2. Зниження аварійності та забезпечення телемеханізації основного обладнання.
3. Своєчасний аналіз аварійних подій для підвищення оперативності реагування персоналу та скорочення часу відновлення роботи обладнання після відмов чи аварій.
4. Оптимізація оперативних перемикань шляхом скорочення часу виконання команд.
5. Підвищення якості та обсягу інформації, що надходить до диспетчерського пункту, для ефективного управління технологічними процесами підстанції.

6. Забезпечення єдиної системи точного часу для всіх складових АСК ТП, що дозволяє виконувати синхронну реєстрацію подій і вести журнали з єдиною астрономічною часовою прив'язкою.
7. Мінімізація впливу людського фактора на процеси керування технологічним обладнанням.
8. Підвищення рівня кібербезпеки шляхом впровадження систем захисту від несанкціонованого доступу та антивірусного контролю інформаційних потоків АСК ТП.

Автоматизована система керування технологічними процесами забезпечує виконання комплексу функцій, спрямованих на підвищення надійності, ефективності та прозорості експлуатації підстанції.

Перелік основних функцій системи:

1. Збір, обробка та зберігання даних від терміналів релейного захисту та автоматики (РЗА).
2. Керування комутаційними апаратами (вимикачами, роз'єднувачами) напругою 110/35 кВ у режимах місцевого та дистанційного управління.
3. Телемеханізація усіх ключових елементів підстанції.
4. Збір і обробка електричних вимірювань (струмів, напруг, потужностей, частоти).
5. Діагностика основного технологічного обладнання для виявлення відмов і попередження аварій.
6. Моніторинг стану мережевого обладнання (комутаторів, серверів, шлюзів, контролерів).
7. Самодіагностика компонентів АСК ТП для виявлення власних збоїв.
8. Візуалізація технологічних процесів у графічному та текстовому вигляді (стан комутаційних апаратів, режими роботи, параметри електромережі).

9. Передача даних на верхній рівень — у диспетчерську систему SCADA або центр управління енергетичним об'єктом через протоколи IEC 61850 і IEC 60870-5-104.

3.3 Рішення по структурі системи

Проектна автоматизована система керування технологічними процесами (АСК ТП) підстанції 110/35 кВ побудована за трирівневою архітектурою, що відповідає концепції цифрової підстанції та вимогам стандарту **IEC 61850**. Така структура забезпечує ефективний розподіл функцій між рівнями, надійний обмін даними та можливість централізованого керування технологічним обладнанням.

Перший рівень – рівень процесу належить основне силове обладнання відкритого розподільчого пристрою (ВРП-110/35 кВ), включно з вимикачами, роз'єднувачами, трансформаторами струму та напруги. Зв'язок між первинним обладнанням і системою керування здійснюється за допомогою Merging Unit, які забезпечують збір аналогових і дискретних сигналів, виконання локальних алгоритмів автоматики та передачу даних на вищі рівні архітектури. Контролери розміщуються безпосередньо на ВРП. Обмін даними на цьому рівні здійснюється по оптичних каналах, що гарантують високу завадостійкість і низький час затримки передачі сигналів.

Другий рівень – рівень приєднання включає обладнання, розміщене у новій будівлі загальнопідстанційного комплексу. До складу цього рівня входять: пристрої релейного захисту та автоматики, пристрої електричних вимірювань і контролю параметрів мережі та допоміжні модулі збору даних і діагностики.

Зв'язок обладнання рівня приєднань із системами вищого рівня здійснюється через керовані промислові комутатори RUGGEDCOM RST2228, що підтримують стандарт IEC 61850 і забезпечують гігабітну швидкість передачі даних. Комутатори реалізують функції VLAN-сегментації,

пріоритезації трафіку GOOSE та MMS, а також підтримують резервування за протоколами PRP і RSTP.



Рисунок 3.1 - RUGGEDCOM RST2228

Третій рівень – на рівні підстанції реалізуються функції централізованого моніторингу, зберігання даних, синхронізації часу та інформаційної безпеки. Цей рівень включає такі основні підсистеми: система моніторингу, сервери оперативних і технологічних баз даних, сервери точного часу та синхронізації (IEEE 1588 PTP), мережеві шлюзи безпеки для обміну з верхнім рівнем АСУ ТП.

Передача інформації від рівня підстанції до верхнього рівня керування здійснюється за протоколом IEC 60870-5-104, який використовується для телеметрії та дистанційного керування. Згідно з вибраним рішеннями, передача даних від центрального пункту керування до диспетчерського центру здійснюється по двох незалежних каналах зв'язку, що гарантує резервування комунікацій.

Загальна структура та резервування системи АСК ТП представлена на структурній схемі комплексу технічних засобів. Для забезпечення безперервної роботи локальної мережі передачі даних було вибрано протокол резервування IEC 62439-3 PRP (Parallel Redundancy Protocol), який забезпечує одночасну передачу даних по двох незалежних мережах без затримки при відмові однієї з них. Для допоміжних підмереж, де не критична швидкість реакції, допускається застосування протоколу RSTP.

Технологічна шина підстанції (мережі А та В) побудована на основі Gigabit Ethernet, що забезпечує високу пропускну здатність, низький час

затримки (<1 мс для GOOSE-повідомлень) та відповідність вимогам стандартів IEC 61850-90-4 і IEC 61850-3. Логіка оперативного блокування виконується на контролерах приєднання RTU Sicam A8000. Для виконання блокування, що потребує інформацію про стан КА інших приєднань, передбачено використання GOOSE повідомлень.

3.4 Забезпечення інформаційної безпеки АСК ТП

Система інформаційної безпеки автоматизованої системи керування технологічними процесами (АСК ТП) розроблена відповідно до вимог міжнародних стандартів IEC 62351, IEC 62443 та серії ISO/IEC 27000, що визначають основні принципи побудови захищених інфраструктур критичних енергетичних об'єктів. Забезпечення кібербезпеки є ключовим елементом надійної експлуатації цифрової підстанції, оскільки будь-яке порушення конфіденційності, цілісності або доступності даних може призвести до збоїв у роботі технологічного обладнання.

Для підвищення рівня захисту інформаційного середовища в проектній системі АСК ТП передбачено реалізацію таких заходів:

Відокремлення мережі передачі даних АСК ТП від усіх інших інформаційних мереж підприємства шляхом використання технології VLAN. Це забезпечує логічну ізоляцію трафіку технологічних даних від корпоративних і службових потоків інформації.

Створення окремого VLAN для функцій адміністрування та налаштування мережевого обладнання, з доступом до нього лише зі спеціалізованих автоматизованих робочих місць (АРМ), які мають відповідний рівень авторизації.

Відповідно до вимог стандарту IEC 62351-8, усі мікропроцесорні пристрої (IED), мережеве обладнання, сервери та програмні компоненти АСК ТП підтримують централізовану систему управління користувачами, що включає функції створення, редагування, блокування та моніторингу облікових записів.

Реалізовано диференціацію рівнів доступу для різних категорій користувачів і груп персоналу. Завдяки реалізації зазначених заходів система АСК ТП відповідає вимогам кіберстійкості цифрових підстанцій, забезпечує надійність обміну даними між пристроями РЗА, АСУ ТП та верхнім рівнем SCADA, а також знижує ризик виникнення несанкціонованого доступу чи зовнішніх атак.

3.5 Технологічна мережа та програмно-технічний комплекс SCADA

У проектній АСК ТП реалізовано технологічну мережу Station Bus, побудовану відповідно до стандарту IEC 61850-8-1, яка забезпечує обмін даними між усіма інтелектуальними електронними пристроями (IED), контролерами приєднань, комутаційним обладнанням та сервером SCADA. Передача даних здійснюється за допомогою промислових протоколів MMS та GOOSE, що працюють поверх технології Ethernet (IEEE 802.3) зі швидкістю 100/1000 Мбіт/с. У якості мережевого обладнання застосовані промислові комутатори RUGGEDCOM RST2228, що відповідають вимогам IEC 61850-3 щодо електромагнітної сумісності, температурного діапазону та стійкості до вібрацій. Комутатори формують дві незалежні резервовані підмережі - А та В. Така конфігурація забезпечує високу відмовостійкість і мінімальний час реакції у разі втрати зв'язку на будь-якій ділянці мережі. Кожен комутатор автоматично визначає найкоротший маршрут передачі даних з урахуванням пропускної здатності каналів до кореневого вузла, що дозволяє оптимізувати мережеву взаємодію та рівномірно розподіляти трафік. Підключення терміналів РЗА та контролерів приєднань 6MU85 Merging Unit до технологічної мережі здійснюється по дубльованих каналах за топологією «зірка» (star).

Передача даних реалізується із застосуванням протоколу паралельного резервування PRP (Parallel Redundancy Protocol) згідно IEC 62439-3, який забезпечує нульовий час відновлення зв'язку (0 мс) у разі відмови одного з каналів. Загальна архітектура мережі передбачає з'єднання промислових

комутаторів у кільцеву структуру з одночасним підключенням до серверів підстанційного рівня АСК ТП за топологією «зірка». Це поєднання двох типів топологій дозволяє досягти оптимального балансу між надійністю, швидкістю та простотою обслуговування. У рамках системи також реалізовано інтеграцію пристроїв електричних вимірювань Sicam Q100, які передають дані по протоколу Modbus RTU (інтерфейс RS-485). Це забезпечує уніфікований збір вимірювальної інформації в рамках єдиного інформаційного простору АСК ТП.

Система SICAM SCC (Station Control Center) є платформонезалежною, розподіленою системою управління, моніторингу та збору технологічних даних (SCADA), що забезпечує інтеграцію всіх підсистем АСК ТП підстанції у єдине інформаційне середовище. Платформонезалежність системи означає можливість її розгортання на будь-якому промисловому або комерційно доступному комп'ютерному обладнанні, що працює під сучасними операційними системами, такими як Windows. Однією з ключових особливостей SICAM SCC є модульна архітектура, що дозволяє адаптувати систему до конкретних вимог об'єкта. Завдяки цьому забезпечується масштабованість, відкритість та можливість інтеграції з різноманітним обладнанням різних виробників через стандартизовані комунікаційні протоколи. Система підтримує роботу з протоколами IEC 61850 (MMS, GOOSE), а також IEC 60870-5-104, що дозволяє здійснювати двосторонній обмін даними з пристроями рівня процесу, приєднань та з диспетчерським рівнем енергосистеми. Усі дані — стан обладнання, параметри електричних вимірювань, сигнали аварій і попереджень — збираються, обробляються та відображаються на екранах операторських станцій у режимі реального часу.

Оперативно-інформаційний комплекс SICAM SCC функціонує як мережа керівних і комунікаційних вузлів, між якими здійснюється синхронізований обмін даними. Загальна програмна платформа використовується як для створення прикладних компонентів (мнемосхеми, архіви, звіти), так і для системних модулів (керування, комунікації,

діагностика). Це забезпечує повну сумісність між усіма елементами АСК ТП та уніфікацію технологічних даних.

Для параметризації, налаштування та обслуговування RTU у складі системи використовується SICAM Device Manager це спеціалізоване програмне забезпечення, призначене для конфігурації пристроїв Siemens серій SICAM A8000

Завдяки інтеграції SICAM SCC із SICAM Device Manager досягається єдина екосистема управління та параметризації обладнання, що відповідає вимогам стандарту IEC 61850. Таке рішення забезпечує: прозору взаємодію між рівнями Process Bus, Station Bus і SCADA. Централізований контроль і налаштування пристроїв, що дає підвищену надійність обміну даними та простоту масштабування та технічного обслуговування системи.

Висновок

У третьому розділі розроблено та обґрунтовано комплексне технічне рішення щодо реалізації системи релейного захисту та автоматизованого керування підстанцією 110/35 кВ на базі уніфікованої апаратної платформи Siemens SIPROTEC 5. . Вибір даної лінійки обладнання дозволив забезпечити повне покриття зон захисту для ліній 110 кВ, силових трансформаторів, шин та приєднань 35 кВ, при цьому перехід до цифрової логіки дозволив реалізувати критичні функції автоматики, такі як ПРБВ, АПВ та керування дугогасною катушкою, через механізм швидкісних GOOSE-повідомлень, виключаючи громіздкі фізичні зв'язки. Запропонована трирівнева архітектура АСК ТП, побудована згідно зі стандартом IEC 61850, гарантує виключну надійність комунікацій завдяки впровадженню протоколу безшовного резервування PRP та використанню промислових комутаторів RUGGEDCOM у відмовостійкій топології. . Інтеграція підсистеми верхнього рівня на базі SCADA-системи SICAM SCC забезпечує централізований моніторинг, діагностику та керування технологічним процесом у реальному часі, а впроваджені заходи з інформаційної безпеки, включаючи сегментацію мережі

через VLAN та контроль доступу згідно з ІЕС 62351, підтверджують відповідність спроектованої системи сучасним вимогам до кіберстійкості критичної інфраструктури.

РОЗДІЛ 4. РОЗРОБКА СТАРТАП-ПРОЄКТУ

Сучасна енергетична система України перебуває у стані трансформації, зумовленої необхідністю підвищення стійкості, енергонезалежності та безпеки енергопостачання. В умовах децентралізації енергетичної інфраструктури, активного розвитку відновлюваних джерел енергії та потреби у швидкому відновленні після пошкоджень критичної інфраструктури особливого значення набувають мікромережі (microgrids).

Мікромережі забезпечують локальне виробництво, накопичення та розподіл електроенергії, дозволяючи споживачам функціонувати автономно навіть при відключенні від основної енергосистеми. Їх впровадження є стратегічним напрямом модернізації енергетичного сектору України, оскільки дає змогу:

1. підвищити надійність енергопостачання у кризових ситуаціях;
2. інтегрувати сонячні, вітрові та біоенергетичні установки;
3. оптимізувати споживання електроенергії на місцевому рівні;
4. знизити втрати в мережі та операційні витрати;
5. сприяти створенню енергетично незалежних громад.

У цьому контексті стартап, який спрямований на створення інтелектуальної системи керування мікромережами, має високу актуальність. Основна ідея полягає у виборі універсального пристрою керування, який об'єднує моніторинг, оптимізацію генерації, розподілу та споживання енергії, а також підтримує інтеграцію ВДЕ, систем накопичення енергії та інтелектуальних лічильників.

Така система здатна працювати як у складі єдиної енергосистеми, так і в режимі «острова», забезпечуючи безперервне живлення критично важливих споживачів таких як: лікарень, водоканалів, об'єктів зв'язку та військової інфраструктури.

Метою даного розділу є техніко-економічне обґрунтування, впровадження інтелектуального програмного забезпечення керування мікромережею в умовах енергосистеми України, оцінка його технічних

можливостей, аналіз конкурентних рішень, визначення економічної ефективності та перспектив комерціалізації проєкту.

4.1 Опис ідеї проєкту

Контролер Sicam Microgrid Controller – це рішення Siemens для керування мікромережами (microgrids) та автономними/з'єднаними з мережею енергетичними системами.

Основне призначення це збалансування генерації, споживання та контроль зберігання енергії, інтеграція відновлюваних джерел, УЗЕ, керування навантаженням, а також підтримка автономного режиму острову або роботи паралельно з енергомережею.

Однією з переваг рішення від Siemens це інтеграція та об'єднання з підстанцією для комплексного рішення з генерацією та розподілом енергії.

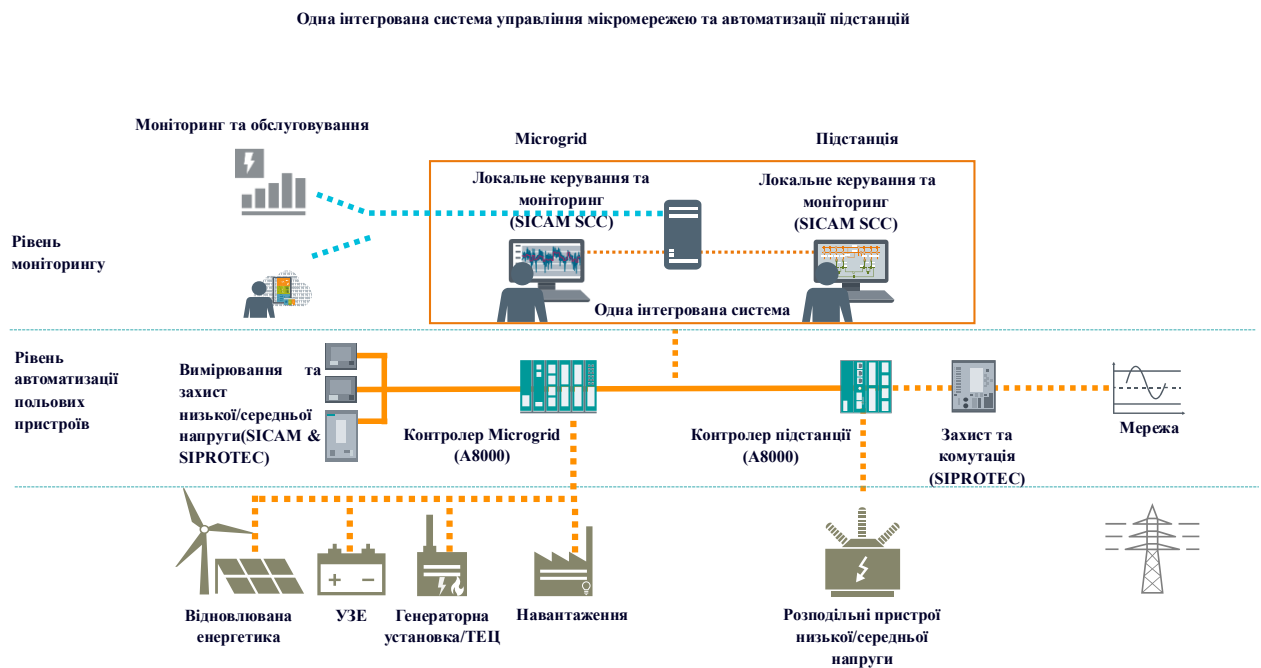


Рисунок 4.1 - Схема взаємної роботи на підстанції

4.2 Визначення техніко-економічних характеристик ідеї та порівняння з іншими системами

У межах проєкту розглянуто два альтернативні пристрої, що можуть бути використані для виконання подібних функцій ABB Microgrid Plus

System та Schneider Electric EcoStruxure Microgrid . Для визначення найбільш доцільного рішення проведено порівняльний аналіз їхніх технічних характеристик, а також оцінено сильні, слабкі та нейтральні сторони кожного пристрою.

Результати аналізу наведено в таблиці , що дає змогу обґрунтовано вибрати найефективніший контролер для інтеграції в систему мікромережі.

Таблиця 4.1 - Визначення сильних (S), слабких (W) та нейтральних (N)

№	Характеристики	Siemens	ABB	Schneider	(S)
1	Відновлення після Back Out	Повна автоматизація процесу	Є, але потребує додаткового налаштування	Є, реалізується через зовнішні модулі	Siemens
2	Ресинхронізація з мережею	Автоматична синхронізація з мережею	Часткова підтримка	Переважно ручне або через SCADA	Siemens
3	Управління BESS та ВДЕ (сонце, вітер)	Глибока інтеграція, вбудовані алгоритми	Реалізовано для hybrid-систем	Підтримка через EcoStruxure DER Optimizer	Siemens
4	Управління навантаженням	Готові алгоритми	Є,але налаштовується вручну	Підтримується частково	Siemens
5	Інтеграція в підстанційну АСУ ТП	Повна інтеграція (SICAM SCC, SICAM A8000)	Підтримка IEC 61850	Підтримка IEC 61850	Всі виробники
6	Кібербезпека	Повний централізований захист	Базові функції	Через зовнішні сервіси та хмарні модулі	Siemens
7	Віддалений моніторинг	Обмежено	ABB Ability Cloud	Повна інтеграція	Schneider
8	Гнучкість архітектури	Висока, підтримка від малої до великої ПС	Висока (модульна архітектура)	Висока через IoT-платформу	Siemens
9	Час реакції	< 10 мс	< 15 мс	≈ 15–20 мс	Siemens
10	Інтерфейс	Орієнтований на інженера АСУ ТП	Зручний інтерфейс	Сучасний веб-інтерфейс	Schneider
11	Ціновий рівень (орієнтовно)	100000 Євро	80000 Євро	70000 Євро	Schneider

Siemens SICAM Microgrid Controller показує, що це найкраще рішення яке підходить для підстанційного середовища та повної інтеграції в АСУ ТП. Має вбудовану автоматичну ресинхронізацію та високий рівень кіберзахисту. ABB Microgrid Plus System оптимальний для острівних та гібридних мереж, де важлива гнучкість та робота з дизель-генераторами. Schneider EcoStruxure Microgrid Controller орієнтований на IoT-та хмарні рішення, пропонує зручний інтерфейс і економічну ефективність, але менше функцій підстанційного рівня.

4.3 Технологічний аудит стартап-проєкту

Технологічний аудит стартап-проєкту має на меті оцінити рівень технічної готовності рішення, визначити його відповідність сучасним вимогам цифрової енергетики, а також виявити потенційні ризики під час впровадження. Аудит проводився за основними напрямками: апаратна база, програмне забезпечення, відповідність міжнародним стандартам, надійність, кібербезпека та організаційна готовність до експлуатації.

Контролер Siemens SICAM Microgrid Controller побудований на модульній платформі SICAM A8000 та базується на промислових процесорах із підвищеною відмовостійкістю. Пристрій підтримує роботу в жорстких умовах експлуатації ($-40\text{ }^{\circ}\text{C} \dots +70\text{ }^{\circ}\text{C}$), має резервоване живлення, вбудовані інтерфейси Ethernet 1 Gb/s, RS-485, RS-232, а також підтримку протоколів IEC 61850, IEC 60870-5-104, Modbus TCP/RTU. Архітектура дозволяє масштабувати систему від однієї локальної мікромережі до інтеграції на рівні підстанції або диспетчерського центру. Висока відповідність зазначеним стандартам забезпечує сумісність SICAM MGC з існуючими системами АСК ТП, пристроями РЗА та SCADA-комплексами.

SICAM MGC має рівень готовності технології (TRL) = 9, тобто промислове впровадження. Пристрій проходив випробування на сумісність з обладнанням підстанцій 110/35 кВ, що підтверджує його стабільну роботу в умовах змінних навантажень, коротких замикань та аварійних режимів.

Рівень безвідмовної роботи дорівнює понад 100 000 годин, що забезпечує безперервність управління навіть у випадку втрати одного з каналів зв'язку.

Таблиця 4.2 - Оцінка ризиків та шляхи їх мінімізації

Тип ризику	Опис потенційної загрози	Шляхи мінімізації
Технічний	Несумісність із застарілими пристроями РЗА або SCADA	Використання шлюзів IEC 60870-5-104 / Modbus TCP, проведення попереднього тестування
Програмний	Помилки конфігурації або збої ПЗ при оновленні	Тестування у віртуальному середовищі SICAM Toolbox II перед введенням у дію
Організаційний	Недостатня кваліфікація персоналу	Проведення навчання операторів та інженерів АСК ТП
Економічний	Висока вартість впровадження	Поступова модернізація, поетапне інтегрування контролера на окремих вузлах
Кіберризика	Несанкціонований доступ до мережі	Використання міжмережевих екранів, VPN та регулярне оновлення сертифікатів

Проведений технологічний аудит показав, що Siemens SICAM Microgrid Controller повністю відповідає вимогам до сучасних цифрових систем керування мікромережами та підстанціями. Контролер демонструє високу технічну готовність, гнучкість інтеграції, надійність та відповідність міжнародним стандартам. Завдяки функціям автоматичної повторної синхронізації та підтримці IEC 61850, пристрій може бути ефективно використаний у складі АСК ТП підстанцій 110/35 кВ. Рівень кібербезпеки й відмовостійкості системи забезпечують її стабільну роботу навіть у критичних режимах. Отже, впровадження SICAM MGC є технічно доцільним і виправданим рішенням для реалізації концепції цифрової підстанції нового покоління.

4.4 Аналіз ринкових можливостей щодо впровадження SICAM Microgrid Controller

Порівняльний аналіз показав, що Siemens SICAM MGC має найвищу сумісність із системами РЗА та АСУ ТП, забезпечує автоматичну ресинхронізацію після блек-ауту, а також повну підтримку стандартів IEC

61850 / IEC 62351. Таким чином, він найбільш придатний для впровадження в інфраструктуру підстанцій 110/35 кВ та енергетичних підприємств, які вже використовують обладнання Siemens SIPROTEC та SICAM.

Цільові сегменти ринку, для яких цікаве впровадження таких систем

1. Енергетичні компанії та оператори систем розподілу: автоматизація цифрових підстанцій, модернізація існуючих систем РЗА та АСУ ТП.

2. Промислові підприємства з власними джерелами живлення: реалізація автономних мікромереж

3. Об'єкти критичної інфраструктури (аеропорти, лікарні, дата-центри): забезпечення безперебійного живлення та енергонезалежності.

4. Малі енергетичні компанії та ВДЕ-підприємства: керування розподіленою генерацією (сонячні та вітрові електростанції).

В Україні потенційними замовниками можуть бути: УкрЕнерго, облenergo, а також підприємства, що впроваджують енергетичні комплекси із сонячною або комбінованою генерацією, для власних потреб виробництва.

SWOT-аналіз ринкових можливостей Siemens SICAM MGC

Таблиця 4.3 - Сильні та слабкі сторони впровадження системи

Сильні сторони	Слабкі сторони
– Повна інтеграція з АСУ ТП та РЗА Siemens SIPROTEC;	– Вища початкова вартість порівняно з ABB та Schneider;
– Підтримка IEC 61850 / IEC 62351 / IEC 62443;	– Необхідність підготовки персоналу для роботи з SICAM Toolbox II;
– Висока надійність і кіберзахист (utility-grade);	– Менша гнучкість хмарної інтеграції (порівняно з EcoStruxure);
– Можливість black-start та автоматичної ресинхронізації;	
– Рівень готовності технології TRL = 9 (промислові впровадження).	

Таблиця 4.4 - Можливості та загрози впровадження системи

Можливості	Загрози
– Зростання попиту на цифрові підстанції та мікромережі;	– Коливання валютного курсу та ціни імпорту;
– Розвиток Smart Grid-ініціатив в Україні;	– Конкуренція з боку локальних постачальників контролерів;
– Державні програми енергоефективності та ВДЕ;	– Високі вимоги до кібербезпеки та сертифікації;
– Можливість експорту технології в регіони ЄС.	

4.5 Розрахунок економічної доцільності

Для оцінки економічної доцільності впровадження Siemens SICAM Microgrid Controller (MGC) у складі цифрової підстанції 110/35 кВ приймаємо такі вхідні параметри:

Таблиця 4.5 - Вихідні параметри для розрахунку

Показник	Позначення	Значення
Вартість контролера Siemens SICAM MGC	C_1	80 000 Євро
Вартість монтажних, пусконаладжувальних та проектних робіт	C_2	5 000 Євро
Вартість допоміжного обладнання	C_3	15 000 Євро
Загальні капітальні витрати	$K = C_1 + C_2 + C_3$	100 000 Євро
Річні експлуатаційні витрати (1% від K)	$C_{exp} = K \cdot 0.01$	10 000 Євро/рік
Економія електроенергії за рахунок оптимізації керування	E_{opt}	5 %
Річні витрати підприємства на електроенергію	C_{en}	250 000 Євро /рік
Економія від зменшення аварійних простоїв та втрат часу	C_{sav}	10 % від річних втрат (≈ 25000 Євро /рік)

Розрахунок річного економічного ефекту

Економія від оптимізації енергоспоживання:

$$E_1 = C_{en} \cdot E_{opt} = 250\,000 \times 0.05 = 12\,500 \text{ Євро (4.1)}$$

Економія від зменшення простоїв обладнання:

$$E_2 = C_{sav} = 25\,000 \text{ Євро /рік (4.2)}$$

Загальний річний економічний ефект:

$$E_{total} = E_1 + E_2 = 37\,500 \text{ Євро /рік (4.3)}$$

Розрахунок чистого прибутку від впровадження

$$P_{net} = E_{total} - C_{exp} = 37\,500 - 10\,000 = 27\,000 \text{ Євро/рік (4.4)}$$

Розрахунок терміну окупності

$$T_{ok} = \frac{K}{P_{net}} = \frac{100\,000}{27\,500} = 3.6 \text{ років (4.5)}$$

Розрахунок норми прибутку

$$R_i = \frac{P_{net}}{K} = \frac{P_{net}}{K} = \frac{27\,500}{100\,000} = 0.27\% \text{ (4.6)}$$

$$R_i(\text{Siemens}) \approx 0.27\%$$

Аналогічні розрахунки були проведені для систем від іншим виробників та вказані норми прибутку для них.

$$R_i(ABB) \approx 0.16$$

$$R_i(\text{Schneider}) \approx 0.20$$

З цих цифр легко зробити висновок: Siemens це найефективніший з точки зору інвестицій варіант. З п'ятирічною експлуатацією чистий прибуток майже дорівнює вартості інвестицій, що свідчить про повну окупність та рентабельність проєкту.

Для оцінки стійкості проєкту до зовнішніх економічних факторів проведено аналіз чутливості щодо зміни капітальних витрат, наприклад загроза коливання курсу та чистого річного прибутку такі як загрози збільшення експлуатаційних витрат.

Таблиця 4.6 - Варіанти окупності

Сценарій	Капітальні витрати	Річний чистий прибуток	Термін окупності	Висновок
Базовий	100000 Євро	27500 Євро	3.64 року	Доцільний
Песимістичний	115000 Євро	22000 Євро	5.23 року	Все ще окупний
Оптимістичний	95000 Євро	30250 Євро	3.14 року	Високопривабливий

Проект демонструє прийнятну стійкість навіть за песимістичних припущень. Окрім прямої економічної вигоди, впровадження SICAM MGC має критично важливу нефінансову цінність для України: Забезпечення автономного режиму для критичної інфраструктури (лікарні, військові об'єкти) у разі повного знеструмлення, що запобігає гуманітарним катастрофам та підтримує обороноздатність. Контролер є ключовим елементом для інтеграції великих обсягів ВДЕ на підстанційному рівні, що прямо сприяє виконанню міжнародних зобов'язань України щодо декарбонізації та європейської інтеграції енергосистеми. Високий рівень захисту за стандартом IEC 62351 гарантує, що системи керування мікромережами не стануть вразливою ціллю для кібератак, що є критичним в умовах інформаційної війни.

Висновки: Впровадження Siemens SICAM Microgrid Controller забезпечує щорічну економію за рахунок оптимізації енергоресурсів і зменшення простоїв обладнання. Термін окупності 3,6 роки, що є прийнятним показником для енергетичних проєктів із терміном служби 10–15 років. Норма прибутку 27 % перевищує середній рівень рентабельності інноваційних енергетичних інвестицій (20 %). У перспективі використання контролера в масштабі всієї енергосистеми дозволить досягти економії при модернізації кількох підстанцій. Отже, проєкт є економічно доцільним, фінансово ефективним і має високий потенціал для масштабування в межах цифровізації енергетичної інфраструктури України.

Висновок

У четвертому розділі виконано комплексне техніко-економічне обґрунтування стартап-проекту зі створення інтелектуальної системи керування мікромережами, що є критично важливим кроком для підвищення енергонезалежності та стійкості інфраструктури України в умовах сучасних викликів. На основі порівняльного аналізу провідних ринкових рішень було обґрунтовано вибір контролера Siemens SICAM Microgrid Controller як оптимального технічного ядра системи. . Перевага цього рішення над аналогами від ABB та Schneider Electric полягає у глибокій інтеграції з архітектурою цифрової підстанції через стандарти IEC 61850, наявності вбудованих функцій автоматичної ресинхронізації та можливості забезпечення "острівного" режиму роботи (Black Start) для критичних споживачів. Технологічний аудит підтвердив найвищий рівень готовності продукту (TRL 9) та його відповідність жорстким вимогам кібербезпеки IEC 62351.

Економічні розрахунки довели високу ефективність інвестицій: при капітальних витратах у 100 000 євро термін окупності проекту становить 3,64 року з рентабельністю інвестицій 27%, що робить його фінансово привабливим для впровадження як на рівні операторів системи розподілу, так і для приватних промислових об'єктів. Таким чином, запропонований стартап не лише вирішує локальні завдання автоматизації підстанції 110/35 кВ, але й створює масштабовану модель для розбудови децентралізованої та стійкої енергосистеми України.

РОЗДІЛ 5. ОХОРОНА ПРАЦІ

Розподільчі пристрої напругою 10–110 кВ є об'єктами підвищеної небезпеки, експлуатація яких супроводжується впливом електричних, електромагнітних, механічних та пожежонебезпечних факторів. Характер небезпечних умов суттєво змінюється залежно від типу обладнання: відкритого або закритого, а також від типу ізоляції повітряної чи елегазової.

Вибір типу розподільчого пристрою визначає умови праці, склад робіт з обслуговування, рівень ризиків та вимоги до засобів індивідуального і колективного захисту. У зв'язку з цим у розділі наведено комплексний аналіз специфічних небезпечних і шкідливих виробничих факторів, що виникають при роботі з різними типами, та визначено заходи з їх мінімізації.

5.1 Небезпечні та шкідливі виробничі фактори при роботі з ВРП

Електричні фактори є домінуючими небезпеками у ВРП. Основними причинами ураження працівників є дотик до неізольованих струмоведучих частин, до частин, що опинилися під напругою внаслідок пошкодження ізоляції, дія напруги дотику та кроку, а також ураження через електричну дугу. Оскільки повітря має нижчу електричну міцність порівняно з елегазом чи твердотілими діелектриками, у відкритих пристроях доводиться застосовувати значні повітряні проміжки, що збільшує габарити устаткування і створює ризик нерегламентованого наближення персоналу до частин, що перебувають під напругою. Під час грозових та комутаційних процесів можливі різкі перенапруги, які можуть призвести до пробоя повітряного проміжку й виникнення електричної дуги, що у відкритому просторі здатна існувати тривалий час і створювати великі теплові й механічні навантаження. Тяжкість ураження людини визначається величиною струму, що проходить через тіло, а вона залежить від напруги, під яку потрапляє людина, опору тіла, опору ізоляції фаз відносно землі та ємнісної складової мережі. Лінії електропередачі та обладнання мають не лише опір ізоляції, але й ємність щодо землі, і в

мережах з ізолюованою нейтраллю ємнісні струми можуть досягати значних значень, суттєво підвищуючи ризик ураження навіть за однофазних замикань.

На небезпечність впливає також шлях струму через тіло людини, який може проходити через життєво важливі органи. Найбільш небезпечними є шляхи «голова — руки», «голова — ноги», «рука — рука» та особливо «нога — нога», що враховується при оцінці дії напруги кроку. Додатково на наслідки ураження впливають індивідуальні особливості людини — стан нервової системи, наявність захворювань, маса тіла, фізичний стан, рівень уваги. Згідно з дослідженнями, людина у стані алкогольного сп'яніння значно чутливіша до дії електричного струму, а несподіваний удар має набагато тяжчі наслідки, ніж очікуваний.

У ВРП суттєво проявляються електромагнітні фактори. У зоні відкритих шинопроводів формуються підвищені рівні магнітного поля, які зростають пропорційно струмам навантаження та струмам короткого замикання. Довготривале перебування персоналу в таких зонах може негативно впливати на нервову та серцево-судинну системи, що підтверджено медичною практикою. Додаткові електромагнітні впливи виникають під час грозових імпульсів, що можуть сприяти помилковим діям апаратури РЗА та створювати додаткові небезпеки.

Атмосферні та природні фактори є одним із головних компонентів небезпеки ВРП. Висока вологість, дощ, сніг, туман і конденсація суттєво знижують електричну міцність повітря, сприяють утворенню поверхневих струмів витоку та перекриттів ізоляторів. Забруднення поверхні ізоляторів пилом, солями чи металевими частками погіршує тепловіддачу, зменшує опір ізоляції й може призводити до аварій. Узимку до цього додається обмерзання ізоляторів та ризик падіння льоду з конструкцій, що несе безпосередню механічну загрозу персоналу. Всі електроустановки, що експлуатуються на відкритому повітрі, згідно нормативів, прирівнюються до особливо небезпечних приміщень, оскільки одночасно мають високу вологість, можливі

струмопровідні забруднення, а також сукупність двох і більше факторів, що формують особливу небезпечність.

Відкриті розподільчі пристрої характеризуються також підвищеними пожежними ризиками. Відкриті кабельні лінії та наявність трансформаторів із масляним охолодженням створюють умови для швидкого поширення пожежі у випадку аварійного викиду гарячого масла. Вітрові потоки у відкритому просторі прискорюють розповсюдження полум'я, а відсутність природних бар'єрів ускладнює локалізацію пожежі. Нормативні вимоги передбачають негайне знеструмлення обладнання у разі пожежі та використання засобів пожежогасіння відповідно до інструкцій з пожежної безпеки.

Крім електричних і пожежних ризиків, у ВРП присутні виражені механічні фактори. Під час оглядів і ремонтів можливе падіння інструментів, елементів конструкцій, шматків льоду або снігу з шинних мостів чи опор. Високі опори, нерівний рельєф території та наявність відкритих лотків створюють додаткову небезпеку травмування під час переміщення персоналу.

Загалом робота у відкритих розподільчих пристроях відзначається поєднанням одразу кількох небезпечних факторів, що регламентується нормативними документами як особливо небезпечні умови. Це потребує від працівників високої кваліфікації, чіткої організації робіт, дотримання вимог ПУЕ та НПАОП, застосування спеціальних засобів захисту та забезпечення контролю за станом обладнання, заземлювальних пристроїв і параметрів мережі. Сукупність електричних, атмосферних, електромагнітних, механічних та пожежонебезпечних факторів визначає ВРП як один із найскладніших та найнебезпечніших об'єктів для експлуатації в електроенергетиці.

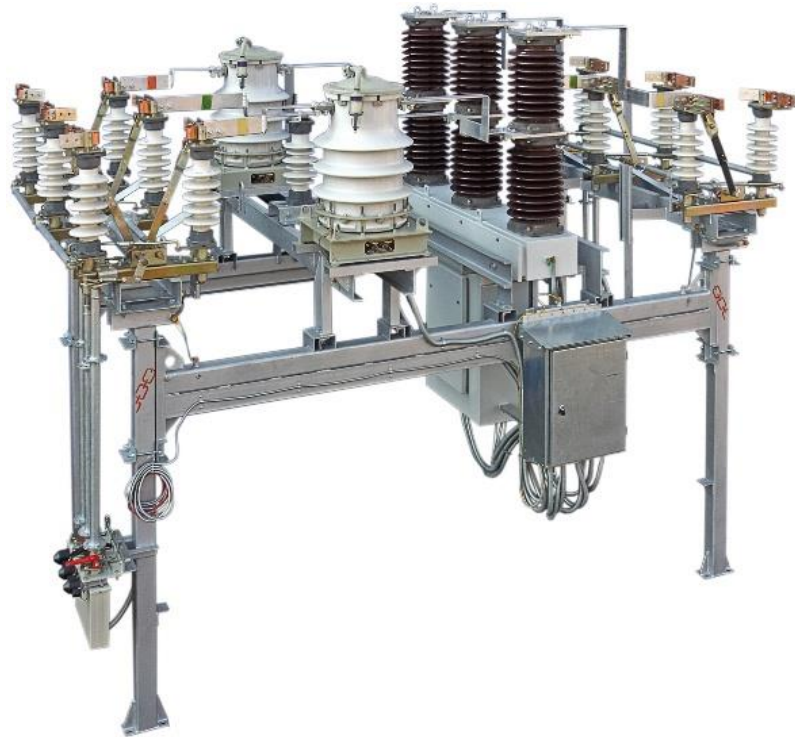


Рисунок 5.1 Приклад Відкритого розподільчого пристрою 35кВ

5.2 Небезпечні та шкідливі виробничі фактори при роботі з AIS

Закриті розподільчі пристрої з повітряною ізоляцією, виконані у вигляді металевих комірок КРУ та КРУН, характеризуються іншим спектром небезпечних і шкідливих виробничих факторів порівняно з відкритими установками. Хоча зовнішні впливи навколишнього середовища практично усунені, а струмопровідні частини відокремлені металевим корпусом, умови роботи персоналу залишаються потенційно небезпечними, оскільки аварійні процеси в замкненому просторі мають значно більшу інтенсивність, а наслідки їх розвитку — суттєво важчі. Закриті комірки створюють ефект локалізації, але водночас обмежений простір суттєво збільшує швидкість нагрівання, тиск і концентрацію продуктів горіння під час аварії.

Одним з найнебезпечніших явищ у таких установках є внутрішнє дугове замикання. Електрична дуга, що виникає всередині комірки, спричиняє миттєвий стрибок температури до тисяч градусів і різке підвищення тиску, що може призвести до вибухового руйнування корпусу, деформації дверцят, викиду гарячого металу, газів і продуктів горіння у робочу зону. Утворення

дуги можливе внаслідок неправильного встановлення вимикача, зношення контактів, пошкодження ізоляції, порушення технології керування, помилкових дій персоналу або потрапляння сторонніх предметів у комірку. На відміну від газоізолюваних установок, де дуга обмежується елегазовим середовищем, повітряна ізоляція КРУ не здатна ефективно стримати розвиток дуги, тому її наслідки є особливо небезпечними. З метою мінімізації пошкоджень застосовують спеціальні пристрої гасіння дуги або швидкодіючі системи, здатні миттєво знімати напругу з ушкодженого поля.

Окрему небезпеку становить обмежений простір усередині комірок, кабельних відсіків та проходів між рядами КРУ. Недостатня ширина проходів ускладнює доступ до обладнання, підвищує ризик випадкового торкання частин, що можуть виявитися під потенціалом унаслідок пробою, а також збільшує ймовірність механічних травм через зачеплення, падіння або притискання. У разі розвитку аварії обмежений простір створює небезпеку швидкого накопичення диму та токсичних газів, що суттєво ускладнює евакуацію персоналу. У документі зазначено, що умови праці з недостатньою вентиляцією, вузькими коридорами та загазованістю є чинниками підвищеної небезпеки, оскільки впливають на психофізіологічний стан працівника, знижують уважність і збільшують ймовірність помилок.

Пожежонебезпечні фактори в закритих РП обумовлені значною концентрацією кабельних ліній, що часто прокладаються в тих самих приміщеннях, де розташовані комірочки. У разі короткого замикання або тривалого локального перегріву можливе займання ізоляції кабелів, що супроводжується інтенсивним виділенням диму та токсичних продуктів горіння. Поширення полум'я по кабельних лотках може бути дуже швидким, особливо при вертикальній прокладці. Задимлення в умовах обмеженого простору набуває критичного характеру за лічені секунди, різко знижуючи видимість та спричиняючи небезпеку отруєння продуктами горіння. У документі з охорони праці зазначено, що під час пожежі в електроустановках

необхідно негайно зняти напругу та застосовувати лише ті засоби гасіння, які не проводять електричний струм.

Механічні небезпеки у ЗРУ зумовлені наявністю рухомих механізмів комутаційних апаратів, приводів вимикачів і перемикачів, а також викатних візків. У разі порушення правил експлуатації можливе мимовільне переміщення рухомих частин, просідання або перекошування візка вимикача, поломка напрямних чи заклинювання механізму, що може призвести до притискання або травмування працівника. Особливо небезпечними є ситуації, коли персонал виконує операції у зоні механізмів зі складною кінематикою або має справу з важкими елементами устаткування.

Електричні небезпеки в закритих комірках зумовлюються тим, що струмопровідні частини, хоча й закриті металевим корпусом, у разі пошкодження ізоляції можуть створювати небезпечний потенціал на зовнішніх поверхнях. Якщо система заземлення має підвищений перехідний опір або механічні пошкодження, виникає загроза формування напруги дотику на корпусах комірок та інших металевих конструкціях. Електричні пробої всередині комірки супроводжуються локальним утворенням іскрових каналів, які здатні пошкодити мідні та алюмінієві шини, викликати їх деформацію, розігрів та подальше займання. У документі наголошується, що стан ізоляції, режим нейтралі, опір заземлювальних пристроїв і параметри мережі визначають ступінь електронебезпеки та тяжкість можливих наслідків ураження персоналу.

Попри всі перелічені фактори, закриті розподільчі пристрої забезпечують кращий захист від атмосферних впливів і випадкового контакту зі струмопровідними частинами, однак створюють значно складніші умови при аваріях через обмежений простір і швидкий розвиток дугових і термічних процесів. Експлуатація таких установок вимагає суворого дотримання правил безпеки, застосування міжблокувань, використання систем контролю стану комірок, регулярної діагностики контактів та ізоляції, належного технічного

стану заземлення та високої кваліфікації персоналу, оскільки навіть незначні відхилення від норм можуть призвести до небезпечних ситуацій.



Рисунок 5.2 Приклад комірок з повітряною ізоляцією типу nxAIR

5.3 Небезпечні та шкідливі виробничі фактори при роботі з GIS

Елегазові розподільчі пристрої (GIS) використовують газ гексафториду сірки як основне ізоляційне та дугогасне середовище. Усі струмопровідні частини такого обладнання повністю ізольовані всередині герметичних металевих модулів, що істотно змінює характер небезпечних виробничих факторів порівняно з повітряними розподільчими пристроями. GIS забезпечує високий рівень електробезпеки завдяки ізоляційним властивостям SF_6 , електрична міцність якого у кілька разів перевищує міцність атмосферного повітря. Повна недоступність струмопровідних частин під час нормальної роботи практично усуває ризик випадкового дотику до частин під напругою, виключає утворення довгих дуг та істотно зменшує імовірність ураження електричним струмом. Проте саме висока ефективність газової ізоляції робить обладнання надзвичайно чутливим до порушення герметичності: зниження

тиску SF₆ призводить до зменшення діелектричної міцності середовища, що може викликати локальний перегрів контактів, форсований пробій або внутрішнє пошкодження модуля. Тому постійний контроль тиску газу, стану датчиків, клапанів та систем сигналізації є обов'язковою складовою охорони праці.

Однією з найбільш небезпечних особливостей GIS є утворення продуктів розкладання SF₆ під час виникнення аварійної електричної дуги. Високі температури дуги розкладають газ на токсичні та корозійно-активні сполуки, які небезпечні для органів дихання та шкіри. Будь-які роботи з відкриттям модулів після аварії допускаються лише із застосуванням респіраторів, газозахисних костюмів, фільтруючих систем та при забезпеченій вентиляції приміщення. У документі зазначено, що вплив шкідливих речовин на організм значною мірою залежить від їх концентрації, вологості повітря та індивідуального стану людини. Тому організація робіт після дугових пошкоджень у GIS потребує підвищених вимог до засобів індивідуального захисту та ретельного контролю робочої атмосфери.

У разі аварійного пробою в модулі GIS виникає різке зростання тиску газу. Оскільки SF₆ перебуває під підвищеним робочим тиском, пробій може спричинити потужний викид газу з великою швидкістю або розрив модуля. Такий викид супроводжується ударною хвилею, інтенсивним шумом, розльотом частинок металу, ізоляційних матеріалів та продуктів розкладання газу. Щоб мінімізувати наслідки, у конструкції GIS передбачають спеціальні канали, клапани та розрядні мембрани для безпечного відведення надлишкового тиску. Під час випробувань та пусконаладжувальних робіт персонал повинен перебувати поза зоною можливого деблокування клапанів та викиду газу.

Окрему небезпеку становить витік SF₆. У чистому вигляді газ не є токсичним, однак його густина більша за густину повітря, тому він може витіснити кисень з приміщень, створюючи ризик задухи. У закритих приміщеннях GIS необхідно забезпечувати ефективну вентиляцію, контроль

повітрообміну та постійний моніторинг концентрації кисню. У разі розташування обладнання у підвальних або напівпідвальних приміщеннях, де важкі гази можуть накопичуватися біля підлоги, перед початком робіт здійснюють додаткову перевірку атмосфери.

Незважаючи на компактність та високий рівень локалізації активних елементів, обслуговування елегазових установок часто виконується в обмежених і технічно насичених просторах. Це обмежує швидкість евакуації під час аварії, підвищує імовірність зіткнення з оснащенням, утруднює роботи з важкими секціями та модульними компонентами. Значна частина операцій, таких як закачування газу, вакуумування модулів, перевірка герметичності чи відбір проб газу, виконується із застосуванням спеціальних установок, компресорів та вакуумних насосів, що потребує додаткової кваліфікації та підготовки. У документі підкреслено, що складність робіт, які виконуються у стеснених умовах і з використанням апаратури під тиском, значно підвищує ризик помилкових дій персоналу.

Пожежна небезпека GIS є нижчою порівняно з іншими типами розподільчих пристроїв, оскільки SF_6 є негорючим. Це усуває можливість поширення полум'я всередині комутаційних модулів. Проте зовнішні кабельні вводи, модулі управління, шафи автоматики та допоміжні системи можуть містити горючі матеріали, що створює потенційний ризик локального займання. У разі пожежі в сусідніх приміщеннях можливе нагрівання металевих оболонок модулів GIS, що порушує тиск газу та режим ізоляції. Тому протипожежний захист елегазових установок включає не лише контроль газу, але й зовнішні системи пожежогасіння, датчики температури та диму, вимоги до відстаней між обладнанням, а також засоби для запобігання перегріву кабельних трас.

Узагальнюючи, елегазові розподільчі пристрої забезпечують найвищий рівень електричної безпеки серед усіх типів РУ, проте створюють специфічну групу небезпечних факторів, пов'язаних із роботою під тиском, можливим розкладом SF_6 , ризиком витіснення кисню, високою енергією внутрішніх

дугових процесів і необхідністю суворого контролю технічного стану герметичних модулів. Експлуатація таких установок потребує особливої уваги до регламентів, використання спеціалізованих засобів індивідуального захисту, ретельного контролю параметрів газу, справності датчиків і систем безпеки, а також високої кваліфікації персоналу, оскільки навіть незначні порушення можуть призвести до небезпечних ситуацій.



Рисунок 5.3 Комірки 8DA 1250A 38кВ

Для узагальнення отриманих результатів та обґрунтування вибору оптимального типу комірок було складено порівняльну таблицю, у якій систематизовано основні переваги та недоліки відкритих розподільчих пристроїв, закритих пристроїв з повітряною ізоляцією та елегазових розподільчих установок типу GIS.

Таблиця 5.1 Порівняльна таблиця для більш наглядного розуміння

Характеристика	Відкритий Розподільчий Пристрій	Siemens NXAIR (AIS)	Siemens 8DA (GIS)
Технологія Ізоляції	Атмосферне повітря	Атмосферне повітря	Елегаз
Принцип Розміщення	Зовнішнє, відкрите розміщення. Компоненти видимі.	Внутрішнє або зовнішнє, закрите у шафах/будівлі.	Внутрішнє, повністю герметичне розміщення.
Необхідна Площа	Найбільша. Потребує великих охоронних зон.	Середня. Значно компактніший за ВРП.	Найменша. Дуже компактний.
Захист від Середовища	Низький.	Високий.	Найвищий.
Обслуговування	Висока потреба.	Періодичні перевірки усередині шафи.	Не вимагає обслуговування
Безпека Персоналу	Найнижча.	Висока.	Найвища.
Час Введення в Експлуатацію	Довгий.	Середній.	Короткий.
Початкова Вартість	Найнижча	Середня.	Найвища.
Типове Застосування	Традиційні підстанції,	Будь-яке виконання	Будь-яке виконання

Висновок

Узагальнюючи проведений аналіз небезпечних і шкідливих виробничих факторів при експлуатації різних типів розподільчих пристроїв, можна зробити висновок, що рівень безпеки персоналу суттєво залежить від конструктивного виконання обладнання та застосованого ізоляційного середовища.

Відкриті пристрої з повітряною ізоляцією характеризуються найбільшою кількістю зовнішніх небезпек, значною залежністю від погодних умов, високою імовірністю наближення до частин під напругою та широким спектром електричних і механічних ризиків.

Закриті повітряні комірки зменшують вплив атмосфери, але створюють додаткові небезпеки, пов'язані з дуговими вибухами в обмеженому просторі, пожежами в кабельних приміщеннях та складністю евакуації персоналу.

Найвищий рівень електричної безпеки забезпечують елегазові установки GIS, проте вони мають власні специфічні ризики, зумовлені роботою під тиском та можливим утворенням токсичних продуктів розкладання газу.

Таким чином, жоден тип розподільчого пристрою не можна вважати абсолютно безпечним, проте їх рівень ризику суттєво відрізняється. Сучасні тенденції розвитку електричних підстанцій демонструють перехід від відкритих повітряних РУ до закритих модульних систем, що забезпечують кращу локалізацію аварійних процесів, зменшення ризику ураження електричним струмом та покращення умов праці персоналу. Використання металевих комірок закритого типу дозволяє значно знизити наслідки аварійних режимів, підвищити надійність роботи обладнання та мінімізувати вплив людського фактору.

У межах проєкту, що розглядається, було залишено відкритий розподільчий пристрій, через те що за один етап будівництва дуже дорого модернізувати підстанцію. Такий вибір є економічно обґрунтованим на етапі реалізації проєкту, проте з точки зору охорони праці та подальшої експлуатації він не є оптимальним. В умовах зростання вимог до електробезпеки, надійності та безпечності обслуговування доцільно передбачити можливість подальшої модернізації підстанції шляхом заміни відкритих вузлів на комірки закритого типу або впровадження елегазових модулів з високим рівнем локалізації аварій. Такий підхід дозволить істотно підвищити загальний рівень безпеки, знизити ризики для персоналу, забезпечити стабільну роботу

обладнання та відповідність сучасним стандартам експлуатації електричних мереж. Одтже наступним етапом будівництва це заміна ВРП на КРУЕ.

ВИСНОВКИ

У даній дипломній роботі було проведено комплексне дослідження питань інтеграції систем релейного захисту та автоматики з автоматизованими системами керування технологічними процесами у цифровій підстанції на базі стандартів серії IEC 61850. Метою роботи було обґрунтувати сучасну концепцію побудови інтегрованої системи РЗА та АСУ ТП для підстанції 110/35 кВ та визначити технічні рішення, здатні забезпечити високу надійність, швидкодію, гнучкість та кіберстійкість енергетичного об'єкта.

У першому розділі було виконано аналіз традиційних підходів, зокрема розглянуто структуру підстанції 110/35 кВ, принцип дії схеми та розрахунки струмів короткого замикання для розуміння характеристик об'єкта. Отримані розрахунки стали основою для правильного підбору релейного захисту та оцінки потужності підстанції, що формує технічні вимоги до подальшої архітектури захисту й автоматизації. Дослідження також показало численні недоліки класичних систем дублювання кабелів, залежність від аналогових зв'язків, складність обслуговування та низьку адаптивність.

Другий розділ був присвячений аналізу стандартів IEC 61850 та побудові цифрової підстанції. Було визначено ключові технологічні компоненти, розглянуто новітні протоколи обміну даними та їх переваги порівняно з застарілими серійними протоколами. Особливу увагу приділено питанням резервування комунікацій за протоколами PRP та HSR, які забезпечують нульовий час перемикання та підвищують надійність критичних процесів. Розглянуто можливість застосування централізованих пристроїв захисту як інструменту подальшої оптимізації кількості обладнання. Проведені експериментальні випробування підтвердили ефективність цифрових технологій. Зокрема, було доведено, що GOOSE-повідомлення забезпечують час доставки сигналів на рівні, що відповідає вимогам до роботи РЗА. Це демонструє практичну придатність цифрової архітектури та її відповідність нормам міжнародних стандартів.

У межах третього розділу було виконано практичну частину роботи, розроблено структуру системи РЗА та АСУ ТП, підібрано пристрої для захисту основного обладнання підстанції, сформовано рішення щодо побудови комунікаційної мережі та SCADA, а також визначено вимоги до інформаційної безпеки. Таким чином забезпечено повне проектне обґрунтування інтегрованої системи на рівні реального об'єкта.

У четвертому розділі було розглянуто стартап-проект на основі впровадження SICAM Microgrid Controller. Проведено техніко-економічний аналіз, аудит технологічної готовності та досліджено ринкові можливості впровадження. Це довело актуальність переходу до розподіленої генерації та мікромереж, що логічно поєднується із загальною концепцією цифрової трансформації енергетики.

У п'ятому розділі розглянуто питання охорони праці та безпеки робіт на обладнанні ВРП, AIS та GIS. Було визначено потенційні небезпечні фактори та сформовано заходи щодо їх усунення, що забезпечує безпечну експлуатацію розробленої системи.

СПИСОК ВИКОРИСТАНОЇ ЛІТЕРАТУРИ

1. ДСТУ ІЕС/TS 62351-4:2015. Керування енергосистемами та відповідний інформаційний обмін. Безпека даних та зв'язку. Частина 4. Профілі, що охоплюють MMS. – Київ : ДП «УкрНДНЦ», 2015. – С. 17-21.
2. Basic understanding of IEC 61850 [Електронний ресурс]. – Режим доступу: <https://www.sgrwin.com/basicunderstanding-iec-61850/> (дата звернення: 18.12.2025).
3. Catalogue 2021. Digital protection relay. Sepam series 20, series 40, series 60, series 80. – Schneider Electric, 2021. – 120 с.
4. Digital Substations: Optimization Opportunities from Communication Architectures and Emerging Technologies // IEEE. – 2020. – С. 1–8.
5. EcoStruxure Panel Server. Концентратор бездротових пристроїв і шлюз Modbus, реєстратор даних та енергетичний сервер. – Schneider Electric, 2021. – 48 с.
6. Grid 2030: A National Vision for Electricity's Second 100 Years. – Office of Electric Transmission and Distribution, U.S. Department of Energy. – July 2003. – 89 р.
7. Grid automation [Електронний ресурс]. – Режим доступу: <https://www.siemens.com/gridautomation> (дата звернення: 18.12.2025).
8. Performance Analysis of Overcurrent Protection in a Digital Substation with Process Bus // IEEE Xplore. – 2019. – С. 1–6.
9. Smart Grid Protection, Automation and Control: Challenges and Opportunities // Elsevier. – 2018. – С. 45–60.
10. Smart Grid в Україні: що це таке, навіщо потрібне і коли з'явиться [Електронний ресурс]. – Режим доступу: <https://mind.ua/publications/20259406-smart-grid-v-ukrayini-shcho-ce-take-navishcho-potribne-i-koli-z-yavitsya> (дата звернення: 18.12.2025).
11. Solutions for medium voltage [Електронний ресурс]. – Siemens Global. – Режим доступу: <https://www.siemens.com/mediumvoltage> (дата звернення: 18.12.2025).

12. Substations with the future built in. Digital Substation [Електронний ресурс]. – Siemens Global. – Режим доступу: <https://www.siemens.com/digital-substation> (дата звернення: 18.12.2025).
13. Вербицький Є. В., Кисельова А. О. Енергозбереження і енергоефективність-2 : конспект лекцій. – Київ : НТУУ «КПІ», 2014. – 136 с.
14. ДСТУ 6-30-КЛ12:2020. Електрообладнання. Норми експлуатації [Електронний ресурс]. – Режим доступу: <https://www.dstu.dp.ua/Portal/Data/6/30/6-30-kl12.pdf> (дата звернення: 18.12.2025).
15. ДСТУ 6-30-КЛ12:2020. Електрообладнання. Норми експлуатації. – Київ, 2020.
16. ДСТУ ІЕС/TS 62351-3:2015. Керування енергосистемами та відповідний інформаційний обмін. Безпека даних та зв'язку. Частина 3. Профілі, що охоплюють ТСП/ІР. – Київ : ДП «УкрНДНЦ», 2015.
17. Попов В. А., Ткаченко В. В., Ярмолюк О. С. та ін. Електричні системи та мережі : методичні рекомендації до виконання розрахункової роботи. – Київ : КПІ ім. Ігоря Сікорського, 2022. – Електронне мережеве видання.
18. Марченко А. А., Петруніна Д. П. Сучасні методи протиаварійної автоматики // Сучасні проблеми електроенерготехніки та автоматики. – 2022. – №1. – С. 50–54.
19. Про затвердження Правил улаштування електроустановок : наказ Міністерства енергетики та вугільної промисловості України № 260 від 04.08.2017 [Електронний ресурс]. – Режим доступу: <https://zakon.rada.gov.ua/laws/show/z0392-18#Text> (дата звернення: 18.12.2025).
20. Правила улаштування електроустановок (ПУЕ). – Офіційне видання. – Київ.

21. Про затвердження Кодексу системи передачі : постанова НКРЕКП № 309 від 14.03.2018 р. [Електронний ресурс]. – Режим доступу: <https://zakon.rada.gov.ua>(дата звернення: 05.11.2025).
22. Розподільні пристрої з елегазовою ізоляцією номінальної напруги до 40,5 кВ з одинарною та подвійною системою збірних шин IEC | ANSI | RAIL [Електронний ресурс]. – Schneider Electric. – Режим доступу: https://download.schneiderelectric.com/files?p_Doc_Ref=UAMRJCAT18789EN(дата звернення: 18.12.2025).
23. Нестерко А. Б., Законов А. Ю. Синхронізація стандартів IEC 61850 та IEC CIM для інтеграції розподілених енергетичних ресурсів в традиційну систему електропостачання // Міжнародний науково-технічний журнал «Сучасні проблеми електроенерготехніки та автоматики». – 2023. – С. 37–40. – [Електронний ресурс]. – Режим доступу: <https://kpi.ua> (дата звернення: 18.12.2025).
24. Місюченко М. О., Нестерко А. Б. Візуалізація та аналіз стійкості енергосистеми на основі використання даних реєстраторів перехідних режимів // Міжнародний науково-технічний журнал «Сучасні проблеми електроенерготехніки та автоматики». – 2017. – С. 72–75. – [Електронний ресурс]. – Режим доступу: <https://kpi.ua> (дата звернення: 18.12.2025).
25. Яндульський О. С., Труніна Г. О., Нестерко А. Б. Регулювання напруги в розподільних електричних мережах з відновлюваними джерелами енергії. – Київ : КПІ ім. Ігоря Сікорського, 2021. – [Електронний ресурс]. – Режим доступу: <https://kpi.ua> (дата звернення: 18.12.2025).
26. Гільгерт, С. Я. "ЗАХИСТ ЦИФРОВИХ ПІДСТАНЦІЙ ВІД ЗОВНІШНІХ АТАК." Редакційна колегія (2023): 176.