

**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:

Завідувач кафедри

_____ Анатолій МАРЧЕНКО

«09» січня 2024 р.

Магістерська дисертація

на здобуття ступеня магістра

за освітньо-професійною програмою «Управління, захист та автоматизація енергосистем»

зі спеціальності 141 «Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка»

на тему: «Інформаційно-керуюча система для цифрової підстанції»

Виконав:

студент II курсу, групи ЕК-21мп
Клименок Нікіта Сергійович

Науковий керівник:

Старший викладач, к.т.н.,
Лавренова Дарина Леонідівна

Консультант зі стартапу:

Доцент, к.т.н.,
Красношопка Володимир Володимирович

Консультант з охорони праці:

Професор, д.т.н.,
Третьякова Лариса Дмитрівна

Рецензент:

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

Студент _____

Київ – 2024 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

Завідувач кафедри

_____ Анатолій МАРЧЕНКО

«09» січня 2024 р.

ЗАВДАННЯ
на магістерську дисертацію студенту
Клименку Нікіті Сергійовичу

1. Тема дисертації «Інформаційно-керуюча система для цифрової підстанції», науковий керівник дисертації Лавренова Дарина Леонідівна к.т.н., затверджені наказом по університету від «03» листопада 2023 р. № 5131-с
2. Термін подання студентом дисертації 09.01.2024р.
3. Об'єкт дослідження електрична підстанція 35/10 кВ морського торговельного порту.
4. Вихідні дані – головна схема електричних з'єднань підстанції 35/10 кВ
5. Перелік завдань, які потрібно розробити – аналіз головної схеми підстанції, розрахунок струмів коротких замикань, вибір цифрового обладнання РЗА з боку 35кВ підстанції, розроблення архітектури інформаційно-керуючої системи для підстанції.
6. Орієнтовний перелік графічного (ілюстративного) матеріалу – головна схема електричних з'єднань підстанції 35/10кВ, вибір комірки 35 кВ, вибір мікропроцесорного релейного захисту, результати розрахунків, структура SCADA, схема цифрової підстанції 35/10 кВ із впровадженою ІКС.
7. Орієнтовний перелік публікацій – тема статті «Інформаційно-керуюча система для цифрової підстанції»

8. Консультанти розділів дисертації*

Розділ	Прізвище, ініціали та посада консультанта	Підпис, дата	
		завдання видав	завдання прийняв
Стартап	Красношапка Володимир Володимирович, доцент, к.т.н.		
Охорона праці	Третякова Лариса Дмитрівна, професор, д.т.н.		

9. Дата видачі завдання 03.11.2023р.

Календарний план

№ з/п	Назва етапів виконання магістерської дисертації	Термін виконання етапів магістерської дисертації	Примітка
1	Аналіз головної схеми електричних з'єднань ПС 35/10 кВ	10.11.2023	
2	Розрахунок струмів КЗ	14.11.2023	
3	Вибір обладнання для сторони 35 кВ	17.11.2023	
4	Аналіз системи керування та збирання інформації для ПС	28.11.2023	
5	Розроблення архітектури інформаційно-керуючої системи для заданої підстанції	08.12.2023	
6	Розробка стартап-проекту	26.12.2023	
7	Охорона праці	29.12.2023	
8	Оформлення пояснювальної записки	05.01.2024	
9	Оформлення графічної частини	07.01.2024	

Студент

Нікіта КЛИМЕНОК

Науковий керівник

Дарина ЛАВРЕНОВА

РЕФЕРАТ

Магістерська дисертація виконана на 82 аркушах та містить 21 рисуноків, 21 таблицю, 7 листів графічної частини, та 28 літературних посилань. Робота містить 3 основні розділи, розділ з розробки стартап-проекту та розділ з охорони праці.

Актуальність теми – задля підвищення ступеню інтегрування ЄЕСУ до Європейської електроенергетичної системи та підвищення керованості енергооб’єктів необхідно впроваджувати цифрові підстанції. Фактично умови технологічного прогресу та розвитку «розумних» електромереж вимагають впровадження сучасних інформаційних технологій для забезпечення надійності, ефективності та захисту енергосистем.

Мета дослідження – проаналізувати та розробити інформаційно-керуючу систему для цифрової підстанції 35/10 кВ з метою підвищення її надійності, ефективності та відповідності сучасним вимогам.

Об’єкт дослідження – припортова підстанція 35/10 кВ.

Предмет дослідження – інформаційно-керуюча система для підстанції 35/10 кВ із реконструкцією обладнання ЗРП 35 кВ.

Методи дослідження – розрахунки параметрів для вибору обладнання та засобів системи компенсації реактивної потужності підстанції, аналізування можливих умов побудови ІКС для цифрових підстанцій.

Апробація результатів дисертації – Міжнародний науково-технічний журнал "Сучасні проблеми електроенерготехніки та автоматики".

Публікації – Лавренова Д.Л., Клименок Н.С. Інформаційно-керуюча система для цифрової підстанції // Міжнародний науково-технічний журнал «Сучасні проблеми електроенерготехніки та автоматики» – 2023.

Ключові слова: **ЦИФРОВІ ТЕХНОЛОГІЇ, КЕРУВАННЯ ЕНЕРГООБ’ЄКТОМ, ТЕЛЕКЕРУВАННЯ, АВТОМАТИЗАЦІЯ ЕНЕРГООБ’ЄКТА, ЕФЕКТИВНІСТЬ КЕРУВАННЯ ЕЛЕКТРОМЕРЕЖЕЮ, ЦИФРОВА ПІДСТАНЦІЯ, ІНФОРМАЦІЙНО-КЕРУЮЧА СИСТЕМА.**

ABSTRACT

The Master's dissertation is presented on 82 sheets and contains 21 figures, 21 tables, 7 sheets of the graphic part and includes 28 links. The project contains 3 main sections, a startup project section and a section on labor protection.

Relevance of the topic – in order to increase the degree of integration of the UESU into the European Electricity System and improve the controllability of power facilities, it is necessary to introduce digital substations. In fact, the conditions of technological progress and the development of smart grids require the introduction of modern information technologies to ensure the reliability, efficiency and protection of power systems.

The purpose of research – analyse and develop an information and control system for a 35/10 kV digital substation to improve its reliability, efficiency and compliance with modern requirements.

The objects of research – port substation 35/10 kV.

The subject of research – information and control system for a 35/10 kV substation with the reconstruction of 35 kV switchgear equipment.

Research methods – calculations of parameters for the selection of equipment and means of the substation reactive power compensation system, analysis of possible conditions for the construction of ICS for digital substations.

The approbation of the dissertation results – International scientific and technical Journal "Modern Problems of Electric Power Engineering and Automation".

Publications – Lavrenova D.L., Klymenok N.S. Information and control system for a digital substation // International scientific and technical Journal "Modern Problems of Electric Power Engineering and Automation".

Keywords: **DIGITAL TECHNOLOGIES, POWER FACILITY MANAGEMENT, TELECONTROL, POWER FACILITY AUTOMATION, POWER GRID MANAGEMENT EFFICIENCY, DIGITAL SUBSTATION, INFORMATION AND CONTROL SYSTEM.**

ЗМІСТ

ПЕРЕЛІК СКОРОЧЕНЬ	8
ВСТУП	9
1. ВИБІР РЕЛЕЙНОГО ЗАХИСТУ ДЛЯ ПІДСТАНЦІЇ 35/10 кВ	10
1.1 Опис об'єкта дослідження.....	10
1.2 Характеристика обладнання підстанції 35/10 кВ	16
1.3 Вибір комірки для ВРП 35 кВ.....	18
1.3.1 Розрахунок струмів КЗ.....	18
1.4 Вибір вимикача та РЗ для комірки 35 кВ	21
1.5 Вибір МП РЗ для трансформатора ТДНС–16000/35.....	23
1.5.1 Розрахунок параметрів спрацювання та перевірки поздовжньої диференціального захисту трансформатора Seram 80	25
Висновок	26
2. АНАЛІЗ СУЧАСНИХ ІНФОРМАЦІЙНО-КЕРУЮЧИХ СИСТЕМ ЦИФРОВИХ ПІДСТАНЦІЙ	28
2.1 Функції інформаційних систем у сучасній електроенергетиці.....	28
2.2 Система телекерування в електроенергетиці.	29
2.3 Система SCADA.....	31
2.4 Протокол IEC 61850.....	35
2.4.1 Архітектура по протоколу IEC 61850.....	37
2.4.2 Перваги протоколу IEC 61850	39
2.5 Автоматизована Система Комерційного Обліку Електричної Енергії (АСКОЕ).....	40
Висновок	42
3. ПРОЕКТУВАННЯ ІНФОРМАЦІЙНОЇ КЕРУЮЧОЇ СИСТЕМИ ДЛЯ ПІДСТАНЦІЇ 35/10 кВ	44
3.1 Вимоги IEC 61850 для SCADA.....	45
3.2 Вимоги IEC 61850 для АСКОЕ.....	46
3.3 Архітектура системи.....	47
3.4 Процес створення інформаційної моделі за IEC 61850.....	55
3.5 Розрахунок затримки передавання даних до ДП.....	56
Висновок	58
4. РОЗРОБКА СТАРТАП ПРОЄКТУ	59

4.1	Опис ідеї проєкту	59
4.2	Визначення техніко-економічних характеристик ідеї та порівняння з системами виконаними на пристроях релейного захисту від інших виробників	61
4.3.	Технологічний аудит стартап-проєкту	63
4.4	Аналіз ринкових можливостей запуску стартап-проєкту	64
4.5	SWOT-аналіз стартап-проєкту	66
	Висновок	67
5.	ОХОРОНА ПРАЦІ ТА БЕЗПЕКА В НАДЗВИЧАЙНИХ СИТУАЦІЯХ ПІД ЧАС ЕКСПЛУАТАЦІЇ ІНФОРМАЦІЙНО-КЕРУЮЧОЇ СИСТЕМИ ЦИФРОВОЇ ПІДСТАНЦІ	69
5.1	Технічні характеристики і вибір місць розміщення нового енергетичного устаткування.....	70
5.2	Визначення та оцінка показників умов праці на робочих місцях	70
5.3	Визначення та оцінка шкідливих і небезпечних виробничих чинників	71
5.4	Розробка і розрахунок технічних та організаційних заходів з охорони праці	72
5.5	Вибір засобів індивідуального захисту для обмеження впливу небезпечних і шкідливих виробничих чинників	73
5.6	Вибір технічних та організаційних заходів для унеможливлення і ліквідації наслідків надзвичайних ситуацій.....	74
5.7	Розрахунок параметрів захисного заземлення релейного захисту.....	74
	Висновок	77
	ВИСНОВКИ	78
	ПЕРЕЛІК ДЖЕРЕЛ ПОСИЛАННЯ	80

ПЕРЕЛІК СКОРОЧЕНЬ

GOOSE – Generic Object-Oriented Substation Events.

IEC – International Electrotechnical Commission.

MMS – Manufacturing Messaging Specification.

MTU – Master Terminal Unit.

RTU – Remote Terminal Unit.

SCADA – Supervisory Control And Data Acquisition.

SCL – Substation Configuration Language.

SMV – Sampled Measured Values.

АР – автоматичний регулятор.

АСДУ – автоматична система диспетчерського управління.

АСКОЕ – автоматизована система контролю і обліку електроспоживання.

БРК – блок реалізації команд.

ВП – власні потреби.

ВРП – відкритий розподільчий пристрій.

ЗРП – закритий розподільчий пристрій.

ІМ – інформаційна мережа.

КБ – конденсаторна батарея.

КРУЕ – корпусний розподільчий пристрій.

КУ – конденсаторна установка.

ЛМ – локальна мережа.

ЛСУ – локальні системи управління.

МЕК – міжнародна електротехнічна комісія.

ОЕС – об'єднана енергосистема.

ПС – підстанція.

РЗ – релейний захист.

СДС – система діагностики силового обладнання.

СЗПІ – система збору та передачі інформації.

СРАП – система реєстрації аварійних подій.

ВСТУП

В умовах стрімкої еволюції електроенергетичної системи, яка обумовлена технологічними зрушеннями та сучасними вимогами до сталого розвитку, увага сьогодення спрямована на вдосконалення та оптимізацію функціонування енергетичних об'єктів. Одним із ключових напрямків цього процесу є впровадження інформаційних керуючих систем для цифрових підстанцій. Це особливо актуально для України, яка, переходячи до сучасних енергетичних парадигм, зобов'язана адаптувати свою інфраструктуру до найсучасніших стандартів та технологій.

Процес впровадження цифрових систем в електроенергетику є достатньо довгим та складним етапом, такий формат керування об'єктами в майбутньому дозволить створити сучасну систему електроенергетики України, що своєю чергою зменшить витрати коштів: на обслуговування, персонал та ремонт обладнання, збільшить ефективність та надійність захисту ПС та загальний процес керування об'єднаної енергетичною системою (ОЕС).

Магістерська дисертація спрямована на дослідження інформаційно керуючої системи для цифрової підстанції напругою 35/10 кВ, яка є живлячим вузлом критичної інфраструктури, а саме морського-торгівельного порту. Саме зазначений споживач відзначається необхідністю модернізації та оптимізації енергетичної інфраструктури для забезпечення найвищого рівня ефективності, надійності та безпеки в електропостачанні.

Дослідження цифрових підстанцій в контексті їхньої інформаційної керуючої системи визначається необхідністю створення інтегрованої платформи, яка забезпечить збір, аналіз та ефективне управління інформацією в режимі реального часу. Реалізація такої системи в умовах української енергетики сприятиме підвищенню рівня автоматизації, зменшенню втрат та оптимізації виробничих процесів.

1. ВИБІР РЕЛЕЙНОГО ЗАХИСТУ ДЛЯ ПІДСТАНЦІЇ 35/10 кВ

1.1 Опис об'єкта дослідження

Для проектування цифрової підстанції буде використана промислова підстанція 35/10 кВ, яка є основним живлячим вузлом для морського торговельного порту, сама ПС представлена на рис.1.1 та на технічному плакаті 1. Принципова схема даного об'єкту виконана у форматі двотрансформаторної підстанції, яка живиться від двох ліній напругою 35 кВ, а саме «Л1» відповідно від ТЕЦ-2 П "А" та «Л2» ТЕЦ П "Б".

Схема розподільного пристрою напругою 10 кВ здійснена у вигляді однієї системи шин і має дві секції, які розділені секційним вимикачем [3]. Сегментація об'єднаних шин виконується за допомогою секційних вимикачів (СВ) таким чином, щоб кожна секція мала власні джерела живлення і відповідне навантаження. У нормальному режимі кожна схема живиться окремо, і секційний вимикач вимкнено. Приєднання розподіляються між секціями так, щоб у разі відмови однієї з секцій об'єднаних шин, відповідальні споживачі продовжували отримувати живлення від решти секції, яка залишається в робочому стані [4]. Закритий розподільчий пристрій (ЗРП) напругою 10 кВ живиться через вимикачі трансформаторів Т1 і Т2 (табл.1.1). Між двома секціями встановлено автоматичне підключення резерву (АВР). Для ЗРП встановлені КРУЕ фірми Schneider Electric (MCset). Сам захист для кожної комірки базується на мікропроцесорному пристрої Sepam 40, що надає захист введення, ліній живлення підстанції, захист трансформатора та захист електродвигунів. Дана промислова підстанція має двадцять приєднань до споживачів. Кожне приєднання до споживача містить вимикач, роз'єднувач, вимикачі від'єднання та трансформатори струму.



Рисунок 1.1 – Головна схема електричних з'єднань підстанції 35/10 кВ

Таблиця 1.1 – Технічні характеристики силових трансформаторів [3].

Тип трансформатора	ТДНС–16000/35
Номинальна потужність трансформаторів $S_{ном.т}$, МВА	16
Номинальна напруга обмотки ВН $U_{вн}$, кВ	36,75
Номинальна напруга обмотки НН $U_{нн}$, кВ	10,5
Втрати холостого ходу ΔP_0 , кВт	17,8
Втрати короткого замикання ΔP_k , кВт	105
Напруга короткого замикання U_k %	10
Струм холостого ходу I_0 %	0,3
Регулювання напруги РПН	$\pm 4 \times 2,5$
Схема обмоток	Y/ Δ

Головним навантаженням для підстанції є високовольтні електричні двигуни (табл.1.2), таке навантаження в свою чергу дає негативний вплив на мережу, тобто реактивну потужність, що впливає на коефіцієнт потужності мережі.

Таблиця 1.2 Параметри навантаження

Секція I		
№ приєднання	Параметри споживачів, підключених до РП – 10кВ	Параметри
1	Двигун 5А3МВ-2500/100000 У2	$P=2500\text{кВт}$ $I_n=160\text{А}$ $\cos\varphi=0,9$
2	Двигун 5А3МВ-2500/100000 У2	$P=2500\text{кВт}$ $I_n=160\text{А}$ $\cos\varphi=0,9$

Продовження таблиці 1.2

Секція I		
3	Двигун ВАОВ-630L-4У2	P=1250кВт In=84А cosφ=0,86
4	Двигун ВАОВ-630L-4У2	P=1250кВт In=84А cosφ=0,86
9	КТП	P=630кВА In=43А cosφ=0,85
Секція II		
20	Двигун 5А3МВ-2500/100000 У2.	P=2500кВт In=160А cosφ=0,9
19	Двигун 5А3МВ-2500/100000 У2.	P=2500кВт In=160А cosφ=0,9
18	Двигун ВАОВ-630L-4У2.	P=1250кВт In=84А cosφ=0,86
17	Двигун ВАОВ-630L-4У2.	P=1250кВт In=84А cosφ=0,86
12	КТП	P=630кВА In=43А cosφ=0,85

Знайдемо потужність навантаження кожної секції, а також загальну.

$$S_{c1} = \sum_i^n \frac{P_i}{\cos\varphi_i},$$

де P – активне навантаження приєднання;

cosφ – коефіцієнт навантаження приєднання;

n – кількість приєднань на секції шин;

i – порядковий номер приєднання.

Розрахунок навантаження для 1 секції шин:

$$S_{C1} = S_{C2} = \frac{P_1}{\cos\varphi_1} + \frac{P_2}{\cos\varphi_2} + \frac{P_3}{\cos\varphi_4} + \frac{P_4}{\cos\varphi_4} + \frac{P_9}{\cos\varphi_9} =$$

$$= \frac{2500}{0,9} + \frac{2500}{0,9} + \frac{1250}{0,86} + \frac{1250}{0,86} + \frac{630}{0,85} = 9204 \text{ кВА}$$

Навантаження для 2 секції шин симетричне навантаженню 1 секції.

$$S_3 = S_{C1} + S_{C2} = 9204 + 9204 = 18408 \text{ кВА}$$

Розрахуємо струми навантаження загальні та для секцій шин.

$$I_3 = \frac{S_3}{U_H} = \frac{18408}{10} = 1840,8 \text{ А}$$

$$I_{C1} = I_{C2} = \frac{S_{C1}}{U_H} = \frac{9204}{10} = 920,4 \text{ А}$$

Для компенсування реактивної потужності споживача використовується конденсаторна установка (КУ). КУ фірми Schneider Electric CP253-3 виконані за схемою зірка (рис.1.2) та підключаються централізованим способом (рис 1.3) до кожної секції шин підстанції за допомогою окремих вимикачів.

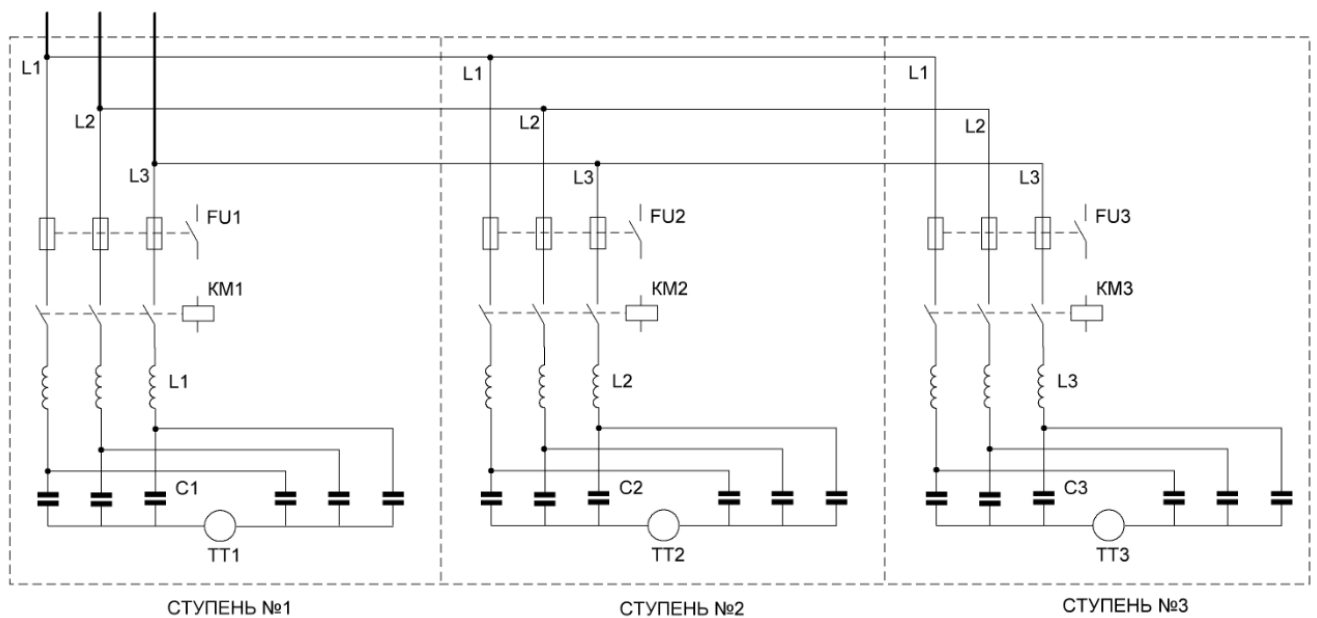


Рисунок 1.2 – Електрична схема конденсаторної установки CP 253-3 фірми Schneider Electric [14]

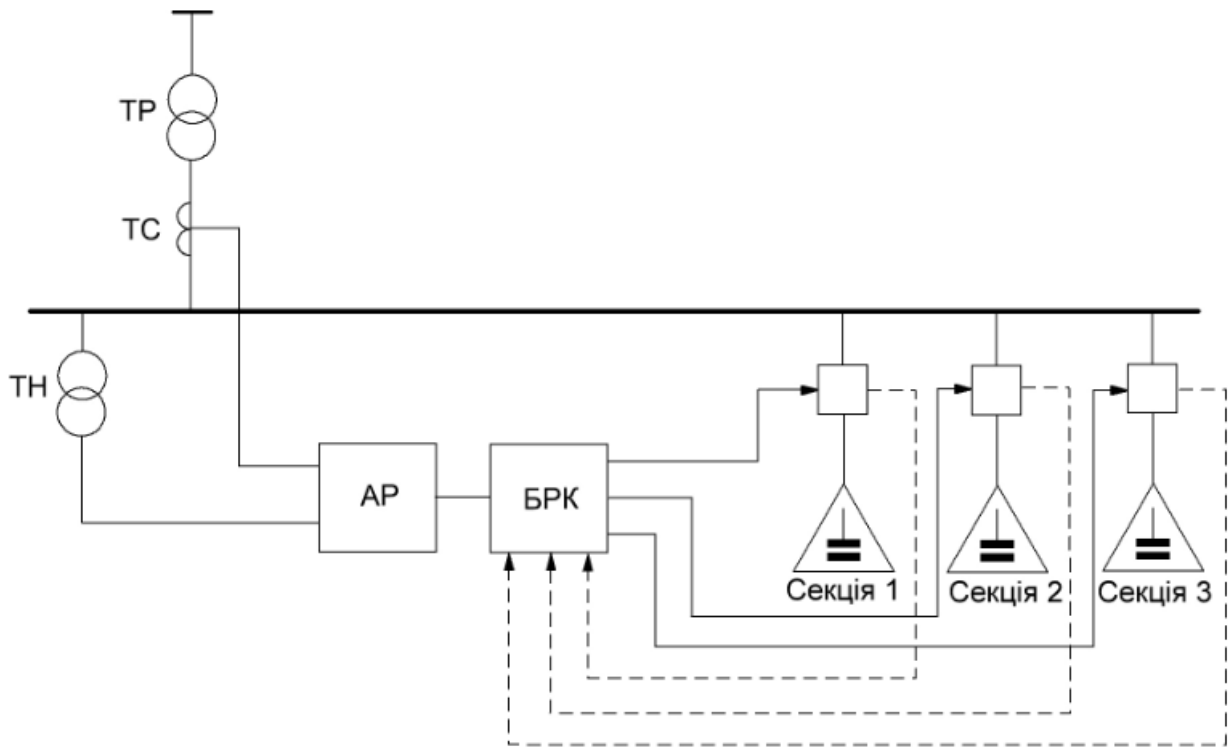


Рисунок 1.3 – Схема регулювання централізованого виду компенсації

Де АР – автоматичний регулятор, БРК – блок реалізації команд.

Для регулювання КБ можливе застосування одного з наступних законів:

- По коефіцієнту потужності;
- По реактивній потужності;
- По реактивному струму;
- По повному струму;
- По напрузі;
- По напрузі з корекцією по одному із перерахованих параметрів.

В залежності від параметру за яким здійснюється контроль АР відтворює сигнали до БРК на включення або відключення ступенів, далі БРК подає сигнали на комутацію відповідних секцій КБ.

1.2 Характеристика обладнання підстанції 35/10 кВ

Задана промислова підстанція 35/10 кВ має реконструйовану частину ЗРП 10кВ, але при цьому на балансі ще використовує застаріле обладнання для відкритого розподільчого пристрою (ВРП) 35кВ.

На балансі ЗРП 10 кВ використовують наступні елементи: розподільний пристрій з повітряною ізоляцією типу MCset фірми Schneider Electric , технічні параметри наведені в табл. 1.3. Дані КРУ комплектується елегазовим вимикачем LF1, технічні параметри наведені в табл. 1.4. Для захисту використовується мікропроцесорний пристрій Sepam 40 фірми Schneider Electric (технічні характеристики в табл.1.5).

Таблиця 1.3 – Основні технічні параметри розподільчого пристрою типу MCset фірми Schneider Electric [5].

Тип розподільчого пристрою	MCset
Номинальна напруга, кВ	до 12
Номинальний струм, А	800
Номинальна частота, Гц	50
Струм електродинамічної стійкості, кА/с	25
Струм термічної стійкості, кА/с	50
Вид ізоляції	Повітря
Глибина, мм	1550
Висота, мм	2300
Ширина, мм	570
Маса, кг	850

Таблиця 1.4 – Технічні параметри елегазового вимикача LF1 фірми Schneider Electric [6].

Номінальна напруга, кВ	до 12
Номінальна струм, А	630
Номінальна струм відключення, кА	25
Номінальний струм термічної стійкості, та час його дії, кА/с	63
Повний час відключення, с	0,2
Тип приводу	електричний

Таблиця 1.5 – Технічні характеристики мікропроцесорного пристрою Seram 40 фірми Schneider Electric [7].

Змінна напруга живлення, В	110/240
Постійна напруга живлення, В	24/250
Пусковий струм, А	до 15
Номінальна частота, Гц	47-63
Допустиме короткочасне зникнення живлення, мс	20
Резервне живлення (літієва батарея), год	48
Маса, кг	1,9
Протоколи передачі даних	DNP3, IEC 60870-5-103, IEC 61850, Modbus
Направлений МСЗ від замикання на землю та МСЗ на фазах	+

1.3 Вибір комірки для ВРП 35 кВ

1.3.1 Розрахунок струмів КЗ

Для вибору обладнання для ВРП проведемо розрахунок струмів короткого замикання (КЗ) між вимикачем та трансформатором у точці К1. Розрахунок КЗ проводимо в одній точці так, як схема підстанція має однакові навантаження для обох секцій. Секційний вимикач в нормальному режимі вимкнений та на розрахунок не впливає. Результати розрахунку зображені на технічному плакаті 2.

Вхідні дані: $S_K = 364$ МВА, дані трансформатора наведені у пункті 1.1 в табл 1.1.

Відповідно до заданої схеми промислової підстанції 35/10 кВ (рис. 1.1) отримаємо заступну схему (рис.1.4) та по ній складаємо схему заміщення (рис. 1.4).

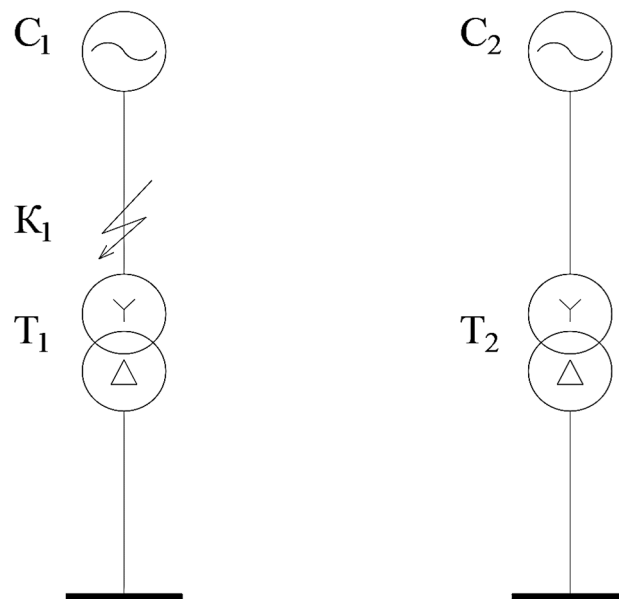


Рисунок 1.4 – Заступна схема промислової підстанції 35/10 кВ

Схеми заміщення виконана відповідно до точки КЗ рис. 1.5.

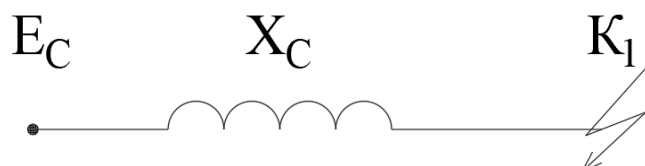


Рисунок 1.5 – Схема заміщення промислової підстанції 35/10 кВ

За базисну потужність приймаємо 100 МВА, а за базисну напругу приймаємо значення напруги, на якій розраховуємо струм КЗ.

$$S_6 = 100 \text{ МВА}, U_6 = 10 \text{ кВ}$$

Розраховуємо базисний струм:

$$I_6 = \frac{S_6}{\sqrt{3} * U_6} = \frac{100}{\sqrt{3} * 10} = 5.78 \text{ кА}$$

Параметри схеми заміщення, яка вказана на рис. 1.4 :

$$x_c = \frac{U_6}{\sqrt{3} * \left(\frac{S_6}{U_6}\right)} = \frac{U_6^2}{\sqrt{3} * S_6} = \frac{10^2}{\sqrt{3} * 100} = 0,577 \text{ в. о.}$$

Наступним кроком виконуємо розрахунок початкового значення періодичного струму КЗ в іменованих одиницях:

$$I_{K3} = \frac{E_*}{X_E} * I_6 = \frac{1}{0,577} * 5.78 = 10,01 \text{ кА},$$

де, E_* – ЕРС джерела живлення, $E_* = 1$.

Розраховуємо значення ударного струму КЗ в іменованих одиницях:

$$i_{уд} = \left(1 + e^{-\frac{0,01}{T_a}}\right) * \sqrt{2} * I_{K3} = \left(1 + e^{-\frac{0,01}{0,15}}\right) * \sqrt{2} * 10,01 = 27.39 \text{ кА},$$

де, T_a – постійна часу загасання аперіодичної складової струму КЗ, $T_a = 0,15$ [8, с 111].

Отримані результати будуть враховані при виборі обладнання ВРУ 35кВ.

На підставі даних (табл.1.1) та отриманих розрахунків КЗ проведемо порівняння обладнання для ЗРП 35 кВ між трьома фірмами(табл.1.6), а саме Schneider Electric, АВВ та Siemens.

Таблиця 1.6 - Порівняння обладнання для ЗРП 35кВ.

Величини	Умови вибору	Розрахункові величини	Schneider Electric: GHA IEC	ABB: UniGear ZS3.2	Siemens: 8DAB 40
Номінальна напруга, кВ	$U_n \geq U_{уст}$	35	40,5	40,5	40,5
Номінальний струм, А	$I_n \geq I_{обт}$	1840	2500	2000	2500
Струм відключення, кА	$I_{н.відкл} \geq I_{п.с}$	10,01	40	31,5	40
Струм електродинамічної стійкості, кА	$i_{уд.макс} > i_{уд}$	27,39	100	80	104

Проаналізувавши обладнання трьох фірм, прийшли до висновку що доцільно використовувати ЗРП фірми Schneider Electric. Обґрунтовується тим, що на підстанції вже експлуатується обладнання фірми Schneider Electric, що своєю чергою дає змогу скласти інформаційно-керуючу систему підстанції на базі EcoStruxure Panel Server та програмного забезпечення (ПЗ) EcoStruxure Schneider Electric. Дана система дасть змогу уникнути використання зайвих шлюзів при підключенні обладнання різних виробників.

Схема вводу та загальний вид комірки ЗРП Schneider Electric GHA IEC представлена на рис.1.6 та рис. 1.7, а також на технічному плакаті 3.

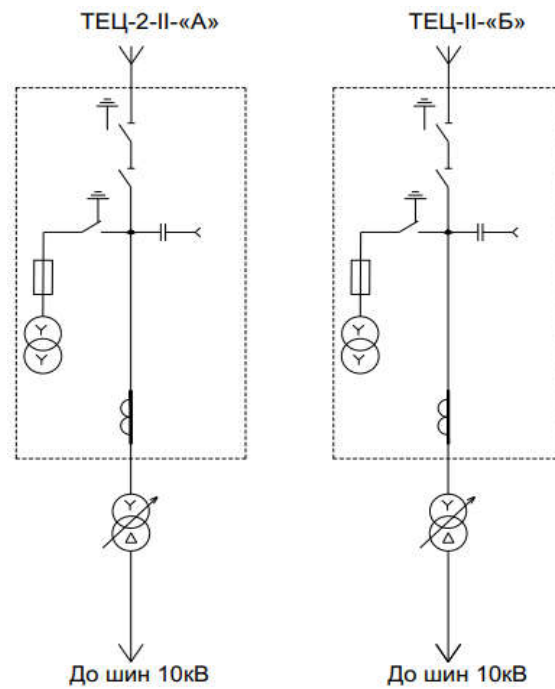
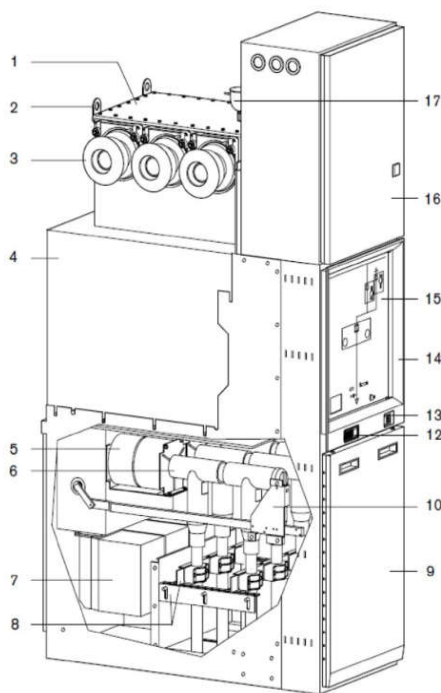


Рисунок 1.6 – Схема вводу на підстанцію 35кВ



- 1 – газовий відсік збірних шин з трипозиційним роз'єднувачем-заземлювачем
- 2 – проушини для вантажних робіт
- 3 – з'єднання шин В-LINK
- 4 – відсік з вакуумним вимикачем
- 5 – тороїдальний трансформатор струму
- 6 – під'єднання кабелю з зовнішнім конусом
- 7 – трансформатор напруги (опція)
- 8 – опорна конструкція для кабелів
- 9 – панель кабельного відсіку
- 10 – роз'єднувач ТН (опція)
- 12 – індикатор наявності напруги
- 13 – індикатор тиску елегаза
- 14 – передня панель на завісах
- 15 – панель керування коміркою
- 16 – низьковольтний відсік
- 17 – датчик тиску елегазу

Рисунок 1.7 – Загальний вид комірки ЗРП Schneider Electric GHA IEC

1.4 Вибір вимикача та РЗ для комірки 35 кВ

Комірка Schneider Electric GHA IEC ЗРП 35кВ комплектується елегазовим вимикачем EvoPact SF1 (рис.1.8 та табл.1.7).

Елегазовий вимикач EvoPact SF від фірми Schneider Electric має високу надійність та захист від перенапруги, забезпечуючи стійку та неперервну роботу електроенергетичних систем.

Даний вимикач відповідає сучасним вимогам щодо стандартів ІЕС, а також енергоефективності та екологічності, допомагаючи знижувати вплив на навколишнє середовище [15].

Базова версія автоматичного вимикача EvoPact SF1 складається з 3 основних незалежних полюсів, які механічно з'єднані між собою і кожен з яких складається :

- з ізоляційного корпусу типу "герметична напірна система". Герметичний корпус заповнений газом низького тиску SF6

- з механізму управління перемикачів ручного типу RI (який може бути електричним приводом).

Дане комплектування забезпечує незалежну швидкість при комутаціях також, якщо вимикач оснащений електричним приводом, ним можна виконувати цикли комутації дистанційно [15].



Рисунок 1.8 – Елегазовий вимикач EvoPact SF1

Таблиця 1.7 – Технічні параметри елегазового вимикача EvoPact SF1 фірми Schneider Electric [15].

Номінальна напруга, кВ	35
Номінальний струм, А	2500
Номінальний струм відключення, кА	40
Номінальний струм термічної стійкості, та час його дії, кА/с	100
Повний час відключення, с	0,3
Тип приводу	електричний

1.5 Вибір МП РЗ для трансформатора ТДНС–16000/35

Для захисту трансформатора вибраємо МП РЗ фірми Schneider Electric серії Seram 80 (рис.1.9 та на технічному плакаті 4) технічні характеристики наведені у табл.1.8.

Мікропроцесорний пристрій Seram Series 80 — це серія реле захисту, розроблена для підстанцій, фідерів, збірних шин, двигунів, трансформаторів, генераторів і конденсаторних батарей (КБ). Реле захисту забезпечує 16 типів цифрового захисту від струму або напруги для будь-якої системи розподілу, кожен з яких призначений для окремої програми [7].

Захист від міжфазного короткого замикання. Два режими:

- захист від струмових перевантажень, чутливий до найбільшого із вимірних значень фазного струму;
- диференційний захист обладнання, чутливий до найбільшого зі значень диференціального фазного струму, отриманих за допомогою автодиференціальної схеми.

Захист від замикання на землю на підставі вимірних або розрахункових значень струму нульової послідовності:

- ANSI 50N/51N: значення струму нульової послідовності розраховується або вимірюється за допомогою трьох датчиків фазного струму;
- ANSI 50G/51G: струм нульової послідовності вимірюється безпосередньо спеціальним датчиком.

Захист від теплового пошкодження, спричиненого перевантаженнями:

- обладнання (трансформаторів, двигунів або генераторів);
- кабелів;
- конденсаторів;
- Нагрівання обчислюється за допомогою матмоделі, що враховує:
- діюче значення струму (RMS);
- температуру навколишнього середовища;
- значення струму зворотної послідовності, причину підвищення температури ротора двигуна [7].



Рисунок 1.9 – Мікропроцесорний пристрій релейного захисту Sepam 80

Таблиця 1.8 – Технічні характеристики мікропроцесорного пристрою Sepam 80 [7].

Змінна напруга живлення, В	110/240
Постійна напруга живлення, В	24/250
Пусковий струм, А	до 15
Номінальна частота, Гц	47-63
Допустиме короткочасне зникнення живлення, мс	20
Резервне живлення (літієва батарея), год	48
Маса, кг	4,22
Протоколи передачі даних	DNP3, IEC 60870-5-103, IEC 60870-5-104, IEC 61850, Modbus.

1.5.1 Розрахунок параметрів спрацювання та перевірки поздовжньої диференціального захисту трансформатора Seram 80

Мінімальний струм спрацювання чутливого ступеня поздовжнього струмового диференційного захисту знаходимо за виразом[11]:

$$I_{C3.min} = k_{відкл.} * k_{одн.} * E * I_{роб.мах} = 1,2 * 0,5 * 0,1 * 277,83 = 16,67 \text{ А}$$

$$\text{де, } I_{роб.мах} = \frac{S_T}{\sqrt{3} * U_{ном.} * 0,95} = \frac{16000}{\sqrt{3} * 35 * 0,95} = 277,83 \text{ А}$$

$$I_{C3.min*} = \frac{I_{C3.min}}{I_{роб.мах}} = \frac{16,67}{277,83} = 0,06 \text{ в. о.}$$

Розрахункові умови спрацювання диференційного захисту відповідають режиму внутрішнього короткого замикання поблизу виводів трансформатора[11]:

$$I_{K3} = 10,01 \text{ кА}$$

$$I_{екв.К3} = \frac{|I_{K3}|}{x_C} = \frac{|10,01|}{0,577} = 17,34 \text{ кА}$$

$$I_{диф.} = k_{одн.} * k_{ап.} * (I_{K3} + I_{екв.К3}) = 0,5 * 1,5 * (10,01 + 17,34) = 20,51 \text{ кА}$$

$$I_{диф*} = \frac{I_{диф.}}{I_3} = \frac{20,51}{1,840} = 11,14 \text{ в. о}$$

Знаходимо діюче значення періодичної складової мінімального струму двофазного короткого[11]:

$$I_{K3(2)} = \frac{\sqrt{3}}{2} * I_{K3} = \frac{\sqrt{3}}{2} * 10,01 = 8,67 \text{ кА}$$

Коефіцієнт чутливості розраховується з використанням виразу[11] :

$$k_{чутл.} = \frac{I_{K3(2)}}{I_{C3.min}} = \frac{8669}{16,67} = 520$$

Виконаємо оцінку достатності рівня сигналу під час аварійних режимів роботи. Неспрацювання диференційного захисту трансформатора зовнішнього короткого замикання (рис. 2.7):

$$I_{диф} = k_{ап.} * k_{одн.} * E * I_{K3} = 0,5 * 1,5 * 0,1 * 10,01 = 757,5 \text{ А}$$

$$I_{диф*} = \frac{I_{диф.}}{I_3} = \frac{757,5}{1840} = 0,412 \text{ в. о.}$$

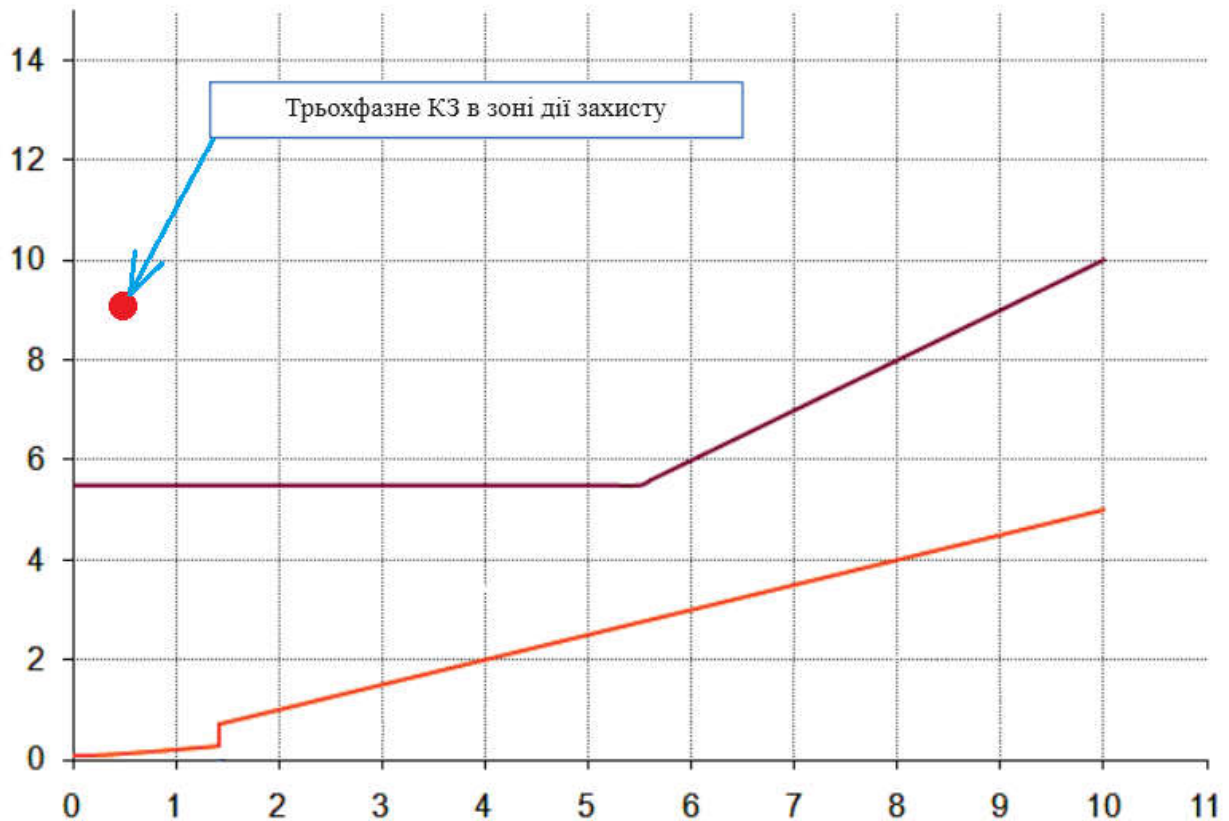


Рисунок 1.10 – Характеристика спрацьовування поздовжнього диференціального захисту трансформатора Seram 80 [11]

Висновок

У першому розділі було проведено аналіз об'єкта дослідження – промислової підстанції 35/10 кВ морського-торгівельного порту. Даний об'єкт є важливою критичною інфраструктурою, для якої є необхідність контролювати та забезпечувати надійний захист споживачів, тому виникає необхідність у реконструкції частини застарілого обладнання на більш сучасне з подальшою використання новітніх технологій автоматизації.

Дана підстанція мала реконструкцію декілька років потому, а саме ЗРП 10кВ та релейний захист для споживачів, відповідно використовуються обладнання фірми Schneider Electric, а саме комірки типу MCset з елегазовим вимикачем LF1. Для подальшої реконструкції та використання сучасної інформаційно-керуючої системи виникла необхідність у заміні обладнання для сторони 35 кВ.

Було проведено розрахунки навантаження та коротких замикань, які стали основою для вибору обладнання. На базі розрахунків та порівняльної таблиці обладнання ЗРП 35кВ (трьох фірм: Schneider Electric, ABB та Siemens) було обрано обладнання фірми Schneider Electric, а саме комірки ГНА ІЕС з елегазовим вимикачем EvoPact SF1. Надалі використання обладнання фірми Schneider Electric надасть змогу розробити ІКС використовуючи систему EcoStruxure™ Power Automation System Engineering, що своєю чергою дає можливість уникнути складів формування системи та зайві витрати на шлюзи при підключенні обладнання різних виробників.

Для диференційного захисту трансформатора підстанції було обрано мікропроцесорний пристрій фірми Schneider Electric серії Sepam 80, Також для даного захисту було проведено розрахунок параметрів спрацювання та перевірки поздовжньої диференціального захисту трансформатора.

Для керування цифровою ПС необхідно розробити інформаційно керуючу систему. Складність даної розробки є в тому, що кожна ПС є унікальною та необхідний різний підхід щодо формування системи та вибору обладнання. Отримані результати і рекомендації з вибору релейного захисту стануть основою для подальшого етапу розробки інформаційно-керуючої системи цифрової підстанції 35/10 кВ.

2. АНАЛІЗ СУЧАСНИХ ІНФОРМАЦІЙНО-КЕРУЮЧИХ СИСТЕМ ЦИФРОВИХ ПІДСТАНЦІЙ

2.1 Функції інформаційних систем у сучасній електроенергетиці

Інформаційні системи мають надзвичайну важливість у сучасній електроенергетиці України, оскільки вони грають центральну роль у забезпеченні надійності, ефективності та безпеки енергопостачання. Функції інформаційних систем у сучасній електроенергетиці України:

1. Моніторинг та управління електричними мережами: Інформаційні системи дозволяють здійснювати постійний моніторинг стану електричних мереж, виявляти потенційні аварійні ситуації та вживати негайних заходів для їх запобігання або усунення. Це робить електричні мережі більш надійними та ефективними.

2. Оптимізація навантаження та енергоспоживання: Інформаційні системи дозволяють відстежувати та оптимізувати розподіл навантаження в електричних мережах, що допомагає уникнути перевантажень та знижує втрати електроенергії.

3. Інтеграція відновлюваних джерел енергії: Україна активно розвиває відновлювану енергетику, і інформаційні системи грають важливу роль у впровадженні сонячних, вітрових та інших джерел енергії у загальну систему.

4. Ефективність виробництва та передачі енергії: Інформаційні системи дозволяють оптимізувати процеси виробництва та передачі електроенергії, забезпечуючи максимальну ефективність та мінімізуючи витрати.

5. Контроль та діагностика обладнання: Інформаційні системи дозволяють віддалено контролювати стан електротехнічного обладнання, виявляти поломки та забезпечувати швидке їх усунення.

6. Модернізація та розвиток галузі: Розвиток інформаційних технологій у енергетиці сприяє модернізації та розвитку галузі, роблячи її більш конкурентоспроможною та стійкою.

7. Кібербезпека: У сучасних умовах, коли кіберзагрози стають все більш серйозними, інформаційні системи також відіграють важливу роль у забезпеченні кібербезпеки енергетичних об'єктів.

8. Підтримка прийняття рішень: Інформаційні системи забезпечують операторам та управлінцям необхідні дані та аналітику для прийняття найкращих стратегічних та оперативних рішень.

Україна має амбітні плани щодо модернізації своєї електроенергетики, і інформаційні системи є невід'ємною частиною цих зусиль. Вони допомагають забезпечувати стабільність, надійність та ефективність енергетичних систем, що є важливим для розвитку країни та підвищення якості життя громадян.

2.2 Система телекерування в електроенергетиці.

Система телекерування в електроенергетиці України - це інтегрована система збору, передачі, аналізу та управління інформацією про стан та процеси в електроенергетичних мережах та об'єктах з використанням телекомунікаційних та інформаційних технологій. Її завданням є забезпечення надійності, ефективності та безпеки електропостачання, а також віддаленого контролю та керування різними елементами та підсистемами електроенергетичної інфраструктури, зокрема підстанціями, лініями передачі,

Спрощена схема управління електроенергетичними об'єктами представлена на рис. 2.1 та на технічному плакаті 5. В загальному така схема забезпечує контроль, моніторинг і керування електроенергетичною системою в реальному часі, що є критично важливим для забезпечення надійності та ефективності електропостачання.

Аналіз наведеної схеми показує, що потоки інформації в системі управління електроенергетичними об'єктами мають ряд особливостей:

- Просторову ієрархію;
- Часову ієрархію
- Режимну ієрархію;

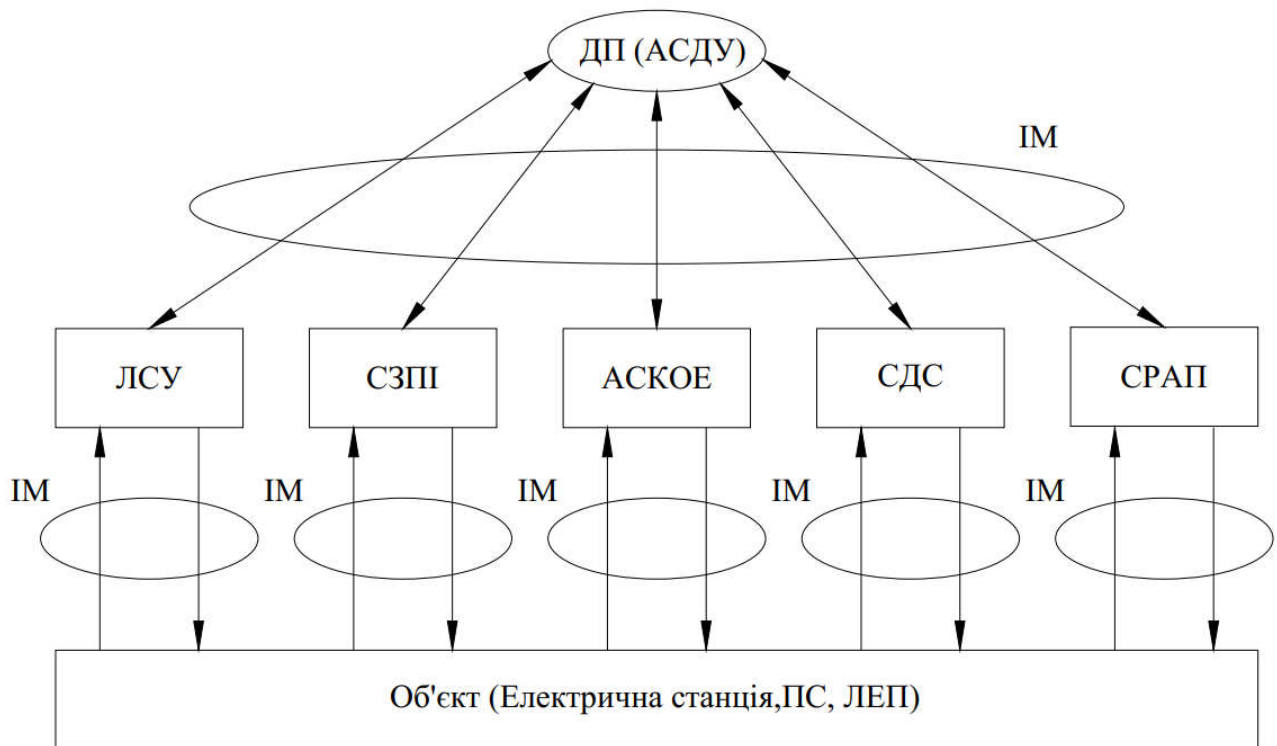


Рисунок 2.1 – Схема управління електроенергетичними об'єктами

Управління електроенергетичним об'єктом передбачає багаторівневу ієрархію. Операції комутації та збору інформації відбуваються безпосередньо на об'єкті. Інформація щодо стану релейного захисту (РЗ) та діагностики передається на рівень керування об'єкту, де виконуються конкретні дії для забезпечення нормальної роботи системи. Кінцевим отримувачем цієї інформації є диспетчерський пункт, який приймає дані щодо стану об'єкту та ініціює відповідні оперативні заходи.

ЛСУ - локальні системи управління - це системи, які забезпечують управління об'єктом, його елементами. Як правило, в автоматичному режимі;

СЗП - система збору та передачі інформації;

АСДУ - автоматична система диспетчерського управління;

АСКОЕ - автоматизована система контролю і обліку електроспоживання;

СДС - система діагностики силового обладнання;

СРАП - система реєстрації аварійних подій;

ІМ - інформаційна мережа;

ЛМ - локальна мережа.

2.3 Система SCADA

SCADA (Supervisory Control And Data Acquisition) - це систему для нагляду та збору даних, яка містить як програмне, так і апаратне забезпечення. Вона розробляється або використовується для реального збору, обробки, відображення й архівування інформації про об'єкти моніторингу або керування. SCADA може діяти як автоматизована система контролю для всієї технологічної підстанції або виконувати функції контролю окремих технологічних процесів (рис.2.2).

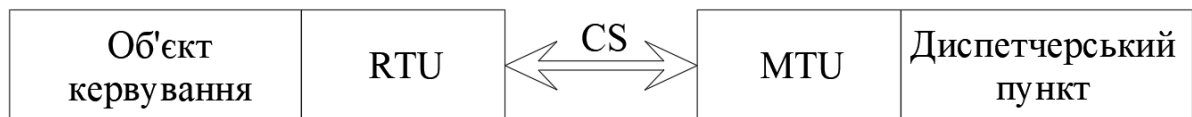


Рисунок 2.2 – Загальна структура SCADA

1. Remote Terminal Unit (RTU) – віддалений термінал, який здійснює процедуру керування об'єктом в режимі реального часу. До нього відносяться різноманітні датчики, що здійснюють збір первинної інформації про стан об'єкта, а також окремі контролери і спеціалізовані багатопроцесорні обчислювальні системи для обробки і управління в жорсткому реальному часі. Реалізація RTU може змінюватися в залежності від конкретного використання. Цей рівень обробки даних дозволяє знизити вимоги до пропускну здатності комунікаційних каналів, які ведуть до центрального диспетчерського пункту.

2. Master Terminal Unit (MTU) – головний термінал або диспетчерський пункт керування, який здійснює обробку даних і керування високого рівня в режимі квазіреального часу. MTU може бути реалізований у вигляді окремого комп'ютера з додатковими пристроями для підключення до комунікаційних каналів або як велика обчислювальна система (мейнфрейм) або мережа взаємопов'язаних робочих станцій і серверів. Зазвичай при створенні MTU

використовуються різні методи для підвищення надійності та забезпечення безпеки системи. Однією з основних функцій MTU є створення інтерфейсу для взаємодії між оператором і системою автоматизованого керування технологічним процесом (АСК ТП).

3. Communication System (CS) - це система зв'язку, яка включає в себе канали передачі даних і призначена для забезпечення обміну інформацією між віддаленими точками, такими як пристрої для збору та обробки інформації, виконавчі механізми і термінали, а також центральний інтерфейс диспетчера.

SCADA-системи вирішують такі завдання:

- Обмін даними в режимі реального часу з "пристроями зв'язку з об'єктом";
- Обробка інформації в реальному часі;
- Здійснення логічного керування;
- Відображення інформації на моніторі в зручному і зрозумілому для людини вигляді;
- Підтримка бази даних в реальному часі з технологічною інформацією;
- Підготовка та створення звітів щодо ходу технологічного процесу;
- Забезпечення взаємодії з зовнішніми додатками (СКБД, електронні таблиці, текстові процесори і інше);
- Можливість мережевої взаємодії між SCADA і мікропроцесорними пристроями;
- Забезпечення аварійної сигналізації та управління тривожними повідомленнями.

Особливості SCADA як системи управління:

1) SCADA використовується в системах, де необхідна присутність людини (оператора або диспетчера).

2) SCADA розроблена для систем, де недбале втручання може призвести до відмови об'єкта управління або навіть спричинити катастрофічні наслідки.

3) Оператор зазвичай несе загальну відповідальність за управління системою, яка рідко вимагає налаштування параметрів для досягнення оптимальної роботи об'єкта.

4) Оператор бере активну участь в процесі управління лише в рідких та непередбачуваних моментах, зазвичай в критичних ситуаціях (випадки відмов, аварії і т. д.).

5) Дії оператора в критичних ситуаціях можуть бути жорстко обмежені в часі, зазвичай декількома хвилинами або навіть секундами.

Сучасні системи SCADA будуються з використанням ієрархічної (найчастіше трьохрівневої) структури рис. 2.3.

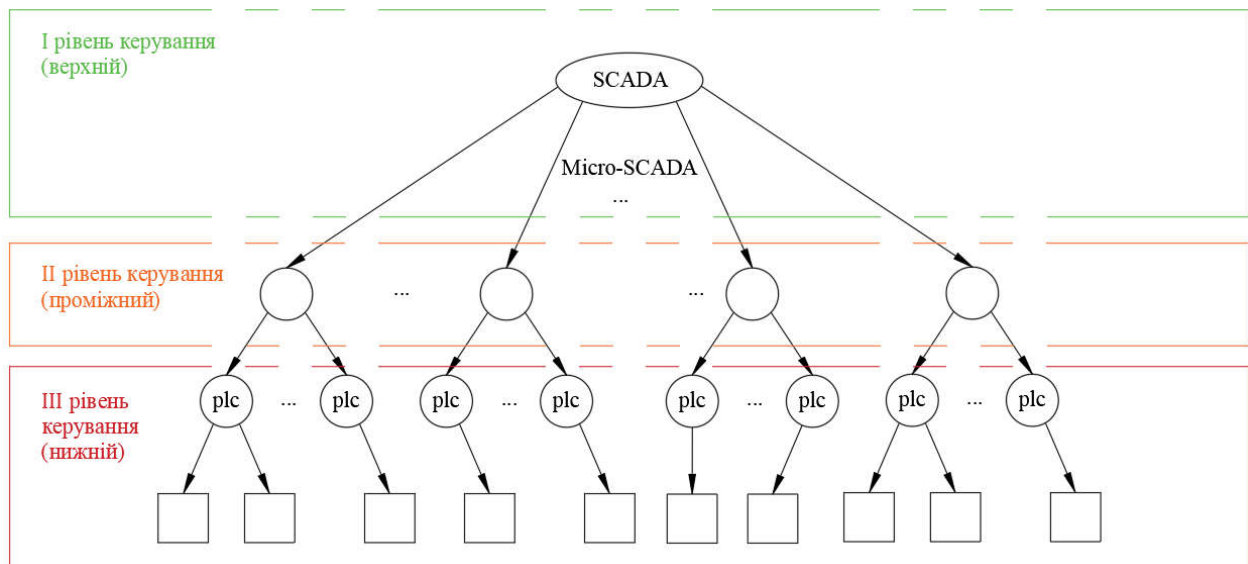


Рисунок 2.3 – Узагальнена архітектура систем SCADA

На нижньому рівні, який є рівнем об'єкта (контрольованим рівнем), розташовані різноманітні сенсори, призначені для збору інформації щодо стану технологічного процесу, а також електроприводи та виконавчі механізми для

здійснення регулюючих і керуючих дій. Локальні контролери (PLC) виконують такі завдання:

- збирання та обробка параметрів технологічного процесу;
- керування електроприводами та іншими виконавчими механізмами;
- виконання завдань автоматичного логічного керування тощо.

Інформацію, зібрану локальними контролерами, можна передавати в мережу диспетчерського пункту безпосередньо або через контролери верхнього рівня. Контролери верхнього рівня виконують різноманітні завдання відповідно до потреб системи. Декілька з можливих функцій перераховано нижче:

- збір інформації з локальних контролерів;
- обробка даних, включаючи їх масштабування;
- підтримка єдиного часу в системі;
- синхронізація підсистем;
- організація архівів з урахуванням вибраних параметрів;
- обмін інформацією між локальними контролерами та верхнім рівнем;
- робота в автономному режимі у випадку втрати зв'язку з верхнім рівнем;
- запасування каналів передачі даних та інше.

Micro-SCADA (рис.2.4 та на технічному плакаті 5) - це системи, які реалізують базові функції, характерні для SCADA-систем верхнього рівня, але призначені для вирішення завдань автоматизації конкретної групи завдань (спеціалізовані). У порівнянні з ними, SCADA-системи верхнього рівня є більш універсальними.

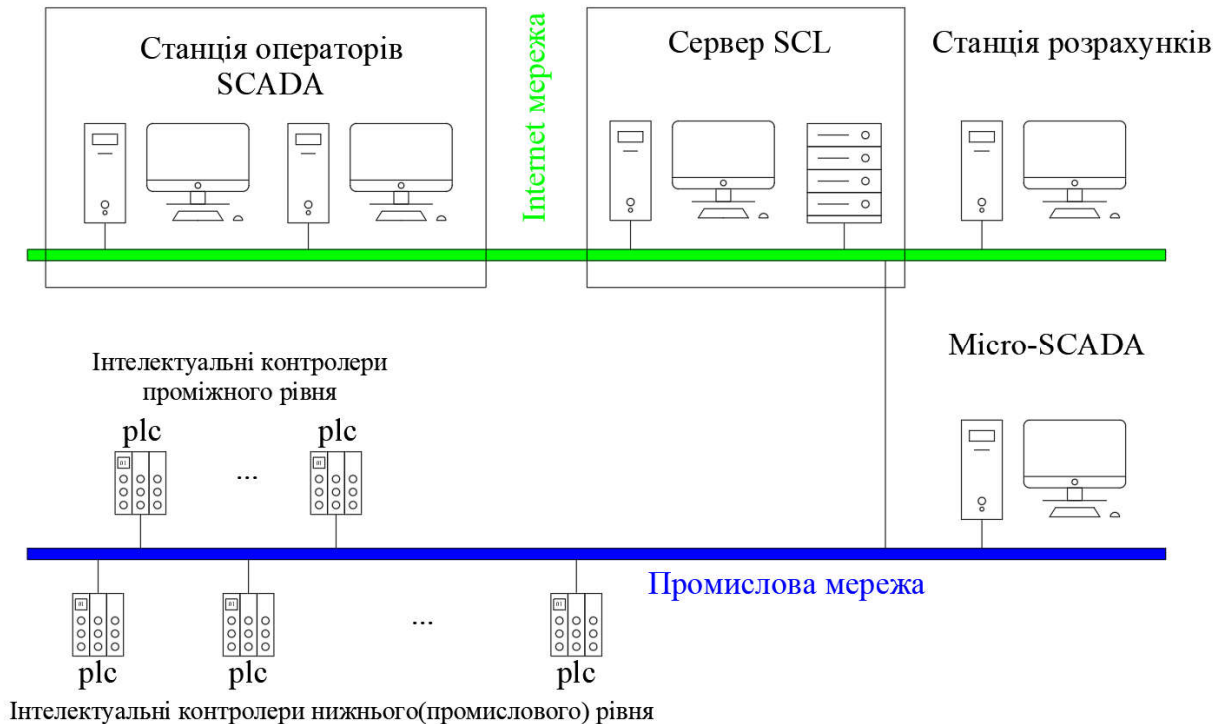


Рисунок 2.4 – Загальна архітектура систем SCADA на підстанції

2.4 Протокол IEC 61850

IEC 61850 (International Electrotechnical Commission 61850) - це міжнародний стандарт, розроблений Міжнародною електротехнічною комісією (МЕК), який встановлює стандартизований набір протоколів та стандартів для автоматизованих систем керування та моніторингу в електроенергетиці. Основною метою стандарту IEC 61850 є покращення інтеграції, інтероперабельності та керованості систем управління підстанціями та об'єктами електроенергетики.

Робота над цим стандартом МЕК розпочалася двадцять років тому. В основі його лежать три ключові принципи:

1. Протокол повинен бути технологічно незалежним, що означає, що незалежно від ходу технологічного розвитку, стандарт має лишатися стабільним і піддаватися мінімальним змінам.

2. Стандарт має бути максимально гнучким і допускати вирішення різноманітних завдань, використовуючи одні й ті самі стандартні механізми.

3. Протокол повинен бути розширюваним.

Розроблення початкової версії протоколу зайняло близько десяти років. Відповідно до поставлених завдань, цей протокол швидко адаптується до змінних потреб електроенергетики і використовує найновіші досягнення в галузі комунікаційних, вимірювальних та комп'ютерних технологій. На сьогодні, протокол IEC 61850 складається з двадцяти п'яти різних документів, включаючи розроблювані, які охоплюють широкий спектр питань і роблять його набагато більшим, ніж просто перелік комунікаційних стандартів. Давайте розглянемо основні його особливості.

Основні характеристики та елементи стандарту IEC 61850 включають:

- **Модель даних:** Стандарт визначає єдину модель даних для підстанцій та об'єктів електроенергетики. Ця модель даних використовує об'єктно-орієнтований підхід і включає опис об'єктів, параметрів, функцій та зв'язків між ними.
- **Протоколи зв'язку:** IEC 61850 визначає протоколи зв'язку для обміну даними між обладнанням підстанції та системами керування. Основним протоколом є MMS (Manufacturing Message Specification), який базується на TCP/IP. Окрім цього, стандарт включає ряд інших протоколів для специфічних завдань.
- **Захист даних:** IEC 61850 враховує важливість захисту даних у системах електроенергетики. Він містить вимоги до забезпечення конфіденційності, цілісності та доступності даних та систем.
- **Керування та моніторинг:** Стандарт надає можливості для керування та моніторингу обладнанням підстанцій, включаючи віддалене управління та діагностику.
- **Інтеграція різних виробників:** IEC 61850 дозволяє інтегрувати обладнання різних виробників у єдину систему керування, що сприяє інтероперабельності та розширенню функціоналу.

- Запити та сигнали: Стандарт визначає структуру запитів та сигналів для керування та моніторингу різних функцій об'єктів електроенергетики.

IEC 61850 став важливим інструментом для модернізації та оптимізації систем електроенергетики, допомагаючи забезпечити більшу ефективність, надійність та безпеку в галузі енергетики.

2.4.1 Архітектура по протоколу IEC 61850

РІВЕНЬ ПРОЦЕСУ (PROCESS LEVEL): на цьому рівні знаходяться різні пристрої, такі як розподільні пристрої, такі як автоматичні вимикачі, перемикачі, трансформатор струму і трансформатор напруги.

РІВЕНЬ ПРИМІЩЕННЯ (BAY LEVEL): тут ми можемо знайти інтелектуальні електронні пристрої, які називаються IED. IEC 61850 визначає технологічну шину, яка забезпечує зв'язок між IED та інтелектуальними приладами і розподільчими пристроями.

РІВЕНЬ ПІДСТАНЦІЇ (STATION LEVEL): містить системи SCADA і HMI; використовується для управління і моніторингу підстанції. Станційний рівень використовує станційну шину для зв'язку з IED, розташованими на рівні приєднання [2].

Рівні архітектури протоколу IEC 61850 (рис.2.5) з'єднуються між собою за допомогою:

- Шина процесу - має використовуватися тільки для передавання інформації про миттєвих значеннях струму та напруги від вимірювальних трансформаторів струму та напруги у форматі потоку даних SV напруги у форматі потоку даних SV відповідно до стандарту IEC 61850-9.2 (специфікація IEC 61850-9.2LE)
- Шина станції - має використовуватися для передавання дискретних сигналів між пристроями РЗА та сигналів керування комутаційними апаратами у форматі GOOSE-повідомлень, а також для організації

інформаційної взаємодії пристроїв РЗА з АСУ ТП підстанції за допомогою протоколу MMS (дані телесигналізації та телевимірювань, передавання команд телекерування) відповідно до зі стандартом IEC 61850-8.1.



Рисунок 2.5 - Приклад архітектури IEC 61850

Хоча структури інтернет-протоколів забезпечують безпечний спосіб передачі даних, вони є повільними для систем реального часу. Саме тому стандарт прискорює цей процес за допомогою різних протоколів для різних застосувань:

- MMS (Manufacturing Messaging Specification): широко використовується для зв'язку між IED і SCADA-системою для обміну даними про застосування, конфігурацію та моніторинг.
- GOOSE (Generic Object-Oriented Substation Events - загальні об'єктно-орієнтовані події підстанції): використовується для надсилання

повідомлень про стан між IED. Часто використовується для спрацьовування телезахисту.

- SMV (Sampled Measured Values): забезпечує швидку і надійну передачу значень вимірювань, захисту і управління енергосистемами, в основному від ТС (трансформаторів струму) і ТН (трансформаторів напруги) [2].

2.4.2 Перваги протоколу IEC 61850

Протокол IEC 61850 має кілька переваг над іншими протоколами в галузі автоматизованих систем управління та моніторингу в електроенергетиці:

1. Інтеграція та інтеоперабельність: IEC 61850 сприяє інтеграції обладнання різних виробників у єдину систему. Це дозволяє підстанціям і об'єктам електроенергетики використовувати обладнання різних виробників, покращуючи інтеоперабельність та спрощуючи розширення функціонала.

2. Стандартизована модель даних: Модель даних IEC 61850 є стандартизованою та об'єктно-орієнтованою. Це допомагає створювати єдиний стандартний спосіб представлення даних, що полегшує розробку, інтеграцію та обслуговування систем.

3. Гнучкість і розширюваність: IEC 61850 підтримує гнучкість та можливість розширення систем. Він дозволяє легко додавати нові об'єкти та функції без значних змін у вже існуючих системах.

4. Захист даних і керування доступом: Стандарт має вбудовані заходи захисту даних, включаючи конфіденційність та цілісність. Керування доступом може бути реалізоване для забезпечення безпеки систем.

5. Висока продуктивність та швидкодія: IEC 61850 дозволяє ефективний обмін даними між об'єктами та системами керування. Це особливо важливо в галузі електроенергетики, де потрібно реагувати на реальний час.

6. Спрощена діагностика і обслуговування: Завдяки стандартизованому підходу до моделі даних і протоколам обміну, діагностика та обслуговування систем, підстанцій та об'єктів стають більш простими та ефективними.

7. Можливість віддаленого керування: IEC 61850 дозволяє віддалене керування та моніторинг системами електроенергетики, що сприяє підвищенню ефективності та швидкості реакції на події.

Загалом, протокол IEC 61850 відзначається своєю стандартизацією, інтероперабельністю, захистом даних і ефективністю, що робить його важливим інструментом для сучасних систем управління та моніторингу в галузі електроенергетики.

2.5 Автоматизована Система Комерційного Обліку Електричної Енергії (АСКОЕ)

АСКОЕ є важливою частиною інфраструктури у сфері електроенергетики. Її основна мета полягає в точному обліку та управлінні споживаною та розподіленою електричною енергією, а також в забезпеченні коректної тарифікації споживачів.

До системи АСКОЕ входять наступні елементи:

1. Лічильники, разом з вимірювальними трансформаторами та колами обліку.
2. Канали передачі даних до споживача та енергопостачальної організації.
3. Комунікаційне обладнання, що базується на промислових комп'ютерах, такі як інтелектуальні концентратори. Це обладнання використовується для збору та обробки даних вимірювань, а також пристрої, які забезпечують передачу даних, такі як модеми.

Передача даних до енергопостачальної компанії може здійснюватися двома способами:

1. АСКОЕ енергопостачальної компанії безпосередньо опитує лічильники споживача (рис.2.6). Це означає, що АСКОЕ енергопостачальної компанії взаємодіє з локальним обладнанням збору та обробки даних (ЛУЗОД) споживача.



Рисунок 2.6 – Перший спосіб передачі даних АСКОЕ

2. АСКОЕ енергопостачальної компанії отримує дані обліку з комп'ютера споживача, використовуючи для цього передачу файлів-макетів або безпосередній доступ до бази даних (рис.2.7 та на технічному плакаті 5).

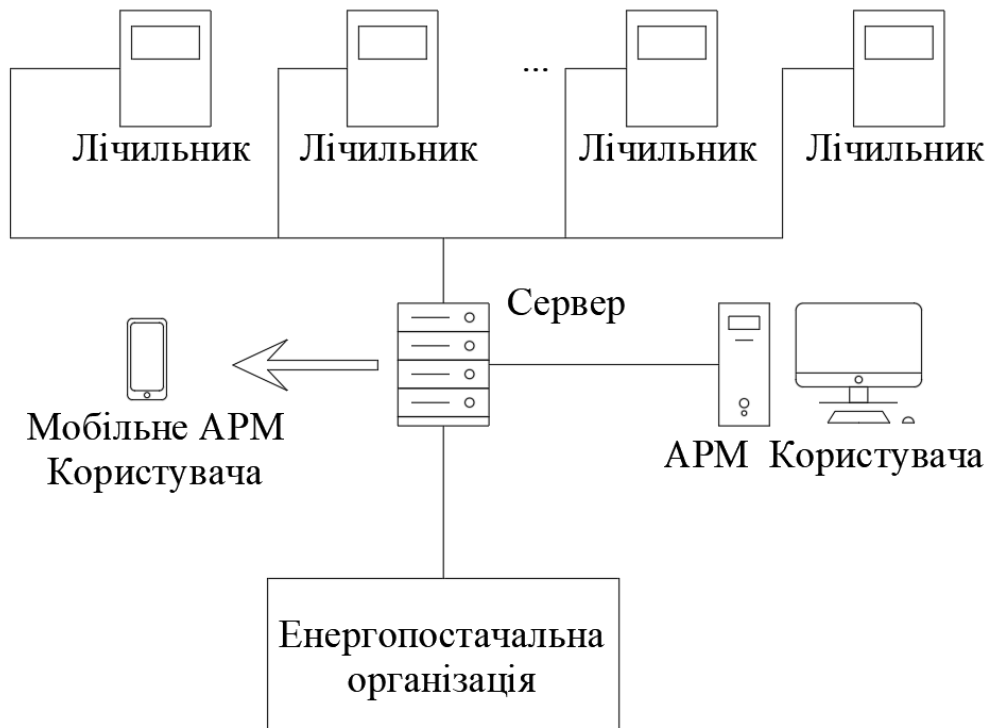


Рисунок 2.7 – Другий спосіб передачі даних АСКОЕ

АСКОЕ важлива як для операторів енергетичних систем, так і для споживачів, оскільки вона забезпечує точний і надійний облік та розрахунок електроенергії, а також забезпечує ефективне управління споживанням та тарифікацією. Вона також допомагає зменшити втрати електроенергії та оптимізувати роботу енергосистеми в цілому. Тому використання даної системи в ЦПС є обґрунтованим рішенням.

Висновок

У даному розділі проведено аналіз сучасних інформаційнокеруючих систем цифрових підстанцій. Зокрема

1. Виокремлено важливість інформаційних систем у сучасній електроенергетиці, яка визначається необхідністю оптимізації енергетичних процесів, підвищенням надійності та забезпеченням ефективного управління електроенергетичними об'єктами.

2. Розглянута система телекерування в електроенергетиці, яка відіграє ключову роль у забезпеченні дистанційного контролю та управління

енергетичним обладнанням. Показано, що системи телекерування є необхідною складовою для підтримки оптимального функціонування підстанцій.

3. Проаналізовано систему SCADA (Supervisory Control and Data Acquisition), яка є важливою складовою інформаційних систем для збору та візуалізації даних, контролю та управління електроенергетичними процесами.

4. Проаналізовано протокол IEC 61850, його архітектуру та переваги. Виокремлено особливості застосування цього протоколу в сучасних цифрових підстанціях, що надає можливість забезпечення стандартизованої та ефективної обміну інформацією. Зроблений огляд архітектури протоколу IEC 61850, яка визначає структуру та логіку обміну даними між пристроями в енергетичних мережах. Визначено переваги протоколу IEC 61850, серед яких стандартизація, висока швидкодія та підвищена надійність обміну даними.

5. Окремо розглянута Автоматизована Система Комерційного Обліку Електричної Енергії (АСКОЕ) та її значущість у контексті енергетичного обліку та управління електроенергетичною системою.

Розглянуті аспекти побудови ІКС в електроенергетичній галузі дають підґрунтя для побудови окремих систем телекерування на ПС та загальної системи керування для енергосистеми в цілому на сучасних засадах та відповідно вимогам світових стандартів. Таким чином використання таких сучасних підходів дає змогу інтегруватися об'єднану енергетичну систему європейських країн.

3. ПРОЕКТУВАННЯ ІНФОРМАЦІЙНОЇ КЕРУЮЧОЇ СИСТЕМИ ДЛЯ ПІДСТАНЦІ 35/10 КВ

Проектування інформаційної керуючої системи для підстанції 35/10 кВ передбачає розробку та імплементацію технологічного рішення для ефективного контролю та управління енергетичними процесами. Для проектування ІКС для будь-якої ПС необхідно врахувати наступні аспекти:

1. Аналіз вимог:

- Функціональні вимоги: Визначення основних функціональних завдань системи, таких як моніторинг, захист, керування, діагностика тощо.

- Технічні вимоги: Визначення технічних параметрів та вимог до обладнання для забезпечення безперебійної роботи системи.

2. Концепційний проект:

- Архітектура системи: Розробка загальної архітектури системи, визначення ролей та взаємодії між її компонентами.

- Вибір технологій: Обрання необхідних технологій для реалізації системи.

3. Детальний проект:

- Проектування інтерфейсу: Розробка користувацького та адміністративного інтерфейсів системи.

- Розробка баз даних: Проектування структури баз даних для зберігання та обробки інформації.

4. Розробка програмного забезпечення:

- Кодування: Написання програмного коду для реалізації функціоналу системи.

- Тестування: Проведення тестів для визначення надійності та ефективності програм.

5. Імплементація та впровадження:

- Монтаж та підключення: Реалізація обладнання та підключення до електромережі.

- Налаштування та конфігурація: Налаштування системи відповідно до вимог та параметрів підстанції.

6. Технічне обслуговування та підтримка:

- Супровід: Надання технічної підтримки та розв'язання проблем.
- Оновлення: Впровадження оновлень та вдосконалень системи.

7. Безпека та захист інформації:

- Конфіденційність та інтегритет: Захист інформації від несанкціонованого доступу та збереження цілісності даних.
- Захист від вірусів та атак: Впровадження заходів безпеки для запобігання вірусам та кібератакам.

Процес проектування інформаційної керуючої системи включає в себе численні етапи, спрямовані на створення ефективного, безпечного та надійного засобу керування та моніторингу електроенергетичним обладнанням підстанції 35/10 кВ.

3.1 Вимоги IEC 61850 для SCADA

Основним завданням використання АСКОЕ є визнання кінцевого споживача рівноправним суб'єктом ринку електроенергії та ефективне використання його технічних можливостей для ефективного управління попитом і надання допоміжних послуг на ринку електроенергії. Для досягнення очікуваних результатів і значного підвищення ефективності балансування ринку необхідно ефективно співпрацювати між системним оператором і компетентними кінцевими споживачами. Кваліфіковані споживачі, які максимально дотримуються узгоджених режимів використання електроенергії в часі та спілкуються з системним оператором, беруть активну участь у балансуванні ринку, можуть очікувати зменшення витрат на електроенергію [9].

Автоматизовані системи комерційного обліку електроенергії (АСКОЕ) відповідно до протоколу IEC 61850 мають виконувати ряд детальних вимог для

забезпечення стандартизованої та ефективної роботи в електроенергетичних системах. Деякі ключові вимоги включають:

1. Стандартизована оптична шина процесу: Забезпечення використання оптичної шини процесу, що відповідає IEC 61850, для передачі інформації між різними пристроями системи.
2. Логіка обробки інформації: Визначення єдиного алгоритму збору та обробки інформації щодо вимірювань та стану обладнання для забезпечення точного комерційного обліку.
3. Стандартизована інтеграція з пристроями: Розробка механізмів для стандартизованої інтеграції з іншими системами, такими як реле захисту та системи моніторингу, з використанням IEC 61850,
4. Гнучкість керування: Можливість ефективного управління електроприводами та іншими споживачами для оптимізації режиму роботи та забезпечення енергоефективності.
5. Системи керування енергоспоживанням: Реалізація функціоналу з керування енергоспоживанням для визначення та впровадження стратегій оптимізації витрат енергії.
6. Безпека та стандартизованість: Врахування високих стандартів безпеки для забезпечення безпеки обслуговуючого персоналу та відповідність стандартам IEC 61850 для сумісності та інтеграції з іншими системами.

3.2 Вимоги IEC 61850 для АСКОЕ

IEC 61850 визначає стандарти для систем автоматизованого управління та нагляду (SCADA) в електроенергетиці. Вимоги щодо інформаційного обміну для SCADA стандарту містять:

- Обмін інформацією: Визначення принципів обміну інформацією між SCADA та автоматикою підстанції за допомогою стандартизованої шини процесу IEC 61850,

- Структура даних: Специфікація структури даних для передачі інформації про стан системи, вимірювань, подій та інших параметрів мережі.
- Опис конфігурації об'єктів: Стандартизація формату та структури для опису об'єктів автоматики на підстанції, що використовуються SCADA.
- Синхронізація часу: Забезпечення точної синхронізації часу між обладнанням у підстанції для координації даних та подій [27].
- Модель даних та об'єктів: Реалізація стандарту для моделювання різноманітних об'єктів та взаємозв'язків в електроенергетичних системах.
- Захист даних: Забезпечення безпеки та конфіденційності обміну даними між SCADA та обладнанням підстанції.
- Підтримка мережевих протоколів: Сумісність з різними мережевими протоколами для забезпечення зв'язку та інтеграції з іншими системами.
- Запити та команди: Реалізація стандартів для передачі команд та запитів між SCADA та обладнанням підстанцій.
- Діагностика та відмовостійкість: Визначення принципів діагностики та відмовостійкості системи SCADA для забезпечення надійності та стабільності роботи в умовах відмов частин обладнання [28].

3.3 Архітектура системи

Архітектура інформаційно керуючої системи промислової підстанції 35/10 кВ базується на системі SCADA EcoStruxure™ Power Automation System Engineering (EPAS-E) (рис.3.1), центральним модулем даної системи є EcoStruxure Panel Server фірми Schneider Electric.

Таке рішення підтримує розширені можливості системної інженерії, такі як управління простором імен та гнучке іменування продуктів, що дозволяє користувачам адаптувати стандартну модель даних IEC 61850 до власних потреб. EPAS також підтримує широкий спектр протоколів з мультиплатформенним підключенням.

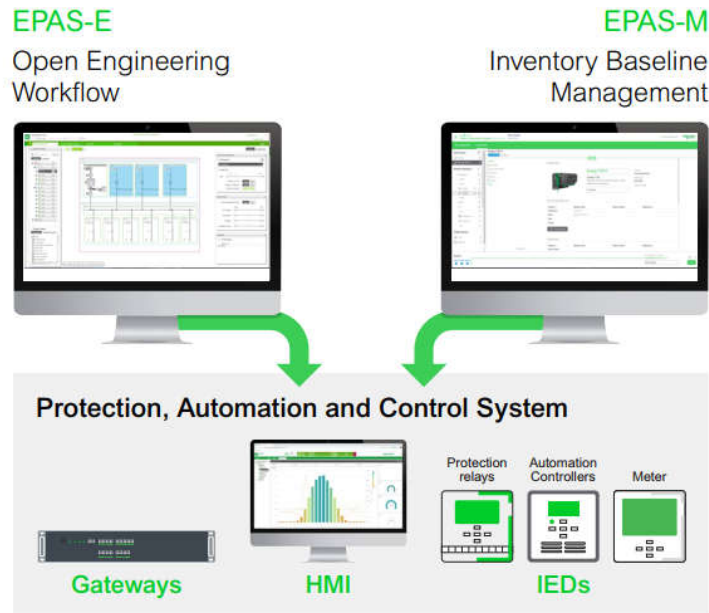


Рисунок 3.1 – Узагальнена структура EcoStruxure™ Power Automation System Engineering

EPAS вносить свій вклад як цифровий елемент систем захисту, автоматизації та управління для забезпечення більш автономного реагування в електричних системах і передачі великих обсягів оперативних даних в локальні або хмарні додатки на рівні підприємства завдяки наступним ключовим функціям:

- Комунікації SCADA/віддаленого центру управління (Шлюз): телеметрія і телеконтроль за допомогою різних протоколів зв'язку
- Графічне відображення та керування електричною системою в реальному часі (HMI): однолінійна діаграма відображення даних в реальному часі, база даних історика, послідовність подій, станів, аварійних сигналів, елементів керування, електронної пошти та SMS сповіщення, розширені інформаційні панелі та аналітичні можливості
- Блок керування відсіком/РТУ/контролер автоматизації: Автоматична схема передачі, автоматичне регулювання напруги і перемикач, перевірка

синхронізації, АПВ, блокування, IEC 61131-3 програмовані логічні схеми, розподіл навантаження

- Управління життєвим циклом: світовий рівень Специфікація системи IEC 61850 та інженерні методи інженерні методи з автоматичною конфігурацією потоку даних, базовою лінією та управління запасами

- Кібербезпека: безшовна інтеграція ключових функцій безпеки з кібербезпекою Платформа додатків (IDS, безпека Віддалений доступ, авторизація / проксі проксі-аутентифікація, інформаційні панелі безпеки) та послуги з управління виправленнями [12].

EcoStruxure Panel Server - це високопродуктивний шлюз, який забезпечує такі функції, залежно від моделі:

1) Просте та швидке підключення до

- програмного забезпечення для керування периферійними пристроями, наприклад, EcoStruxure Power Monitoring Expert або EcoStruxure Power Operation;
- системи управління будівлею, наприклад ; EcoStruxure Building Operation,
- хмарним додаткам, наприклад EcoStruxure Energy Hub, EcoStruxure Facility Expert, EcoStruxure Resource Advisor і EcoStruxure Asset Advisor.

2) Універсальний шлюз для отримання даних від пристроїв IEEE 802.15.4 і Modbus та оптимізації рішення з управління енергоспоживанням і роботою систем.

3) просте введення в експлуатацію за допомогою програмного забезпечення EcoStruxure Power Commission, що дає змогу автоматично підключати і виявляти пристрої;

4) Просту роботу завдяки використанню зручних для користувача вбудованих веб-сторінок, а також контекстуалізація даних для більш релевантного аналізу;

5) протоколи зв'язку:

- Ethernet;
- IEEE 802.15.4
- Wi-Fi

6) Моделі Panel Server:

- Entry (PAS400)
- Universal (серія PAS600);
- Advanced (серія PAS800) [13].

EcoStruxure Panel Server виконує такі основні функції:

- технічні можливості шлюзу, що забезпечує взаємодію між Modbus TCP/IP і лінією послідовного передавання даних Modbus (Modbus-SL);
- концентратор даних для таких бездротових пристроїв: PowerTag Energy і датчиків PowerLogic Tag, датчиків стану навколишнього навколишнього середовища, датчиків Acti9 Active, HeatTag, бездротових
- допоміжних пристроїв індикації для ComPacT і автоматичних вимикачів PowerPacT.
- вимикачів PowerPacT.
- підключення до дисплея Ethernet FDM128;
- можливість підключення до програми спостереження компанії Schneider Electric (наприклад, EcoStruxure Power Monitoring Expert (PME),

- EcoStruxure Power Operation (PO), EcoStruxure Building Operation) або програмного забезпечення сторонніх виробників;
- можливість підключення до Ethernet або Wi-Fi;
- два порти Ethernet для додаткового розділення висхідного хмарного з'єднання від мережі польових пристроїв (моделі Universal і Advanced);
- підтримувані протоколи передавання даних: Modbus TCP/IP, HTTPS (HTTP не підтримується) і SFTP
- надання даних у режимі реального часу на зручних для розуміння вбудованих веб-сторінок;
- 3 роки реєстрації даних (модель Advanced);
- відображення панелі управління для складання звітів (модель Advanced);
- експорт даних із вбудованим підключенням до хмарних служб Schneider Electric (таких як EcoStruxure Energy Hub, EcoStruxure Facility Expert, EcoStruxure Asset Advisor і EcoStruxure Resource Advisor);
- налаштування за допомогою програмного забезпечення EcoStruxure Power Commission, що дає змогу здійснювати автономну підготовку конфігурації, а також вбудованих веб-сторінок [13].

Використання даного пристрою EcoStruxure Panel Server дає змогу створити уніфіковану архітектуру на базі пристроїв Schneider Electric, схема представлена на рис.3.2 та на технічному плакаті 6.

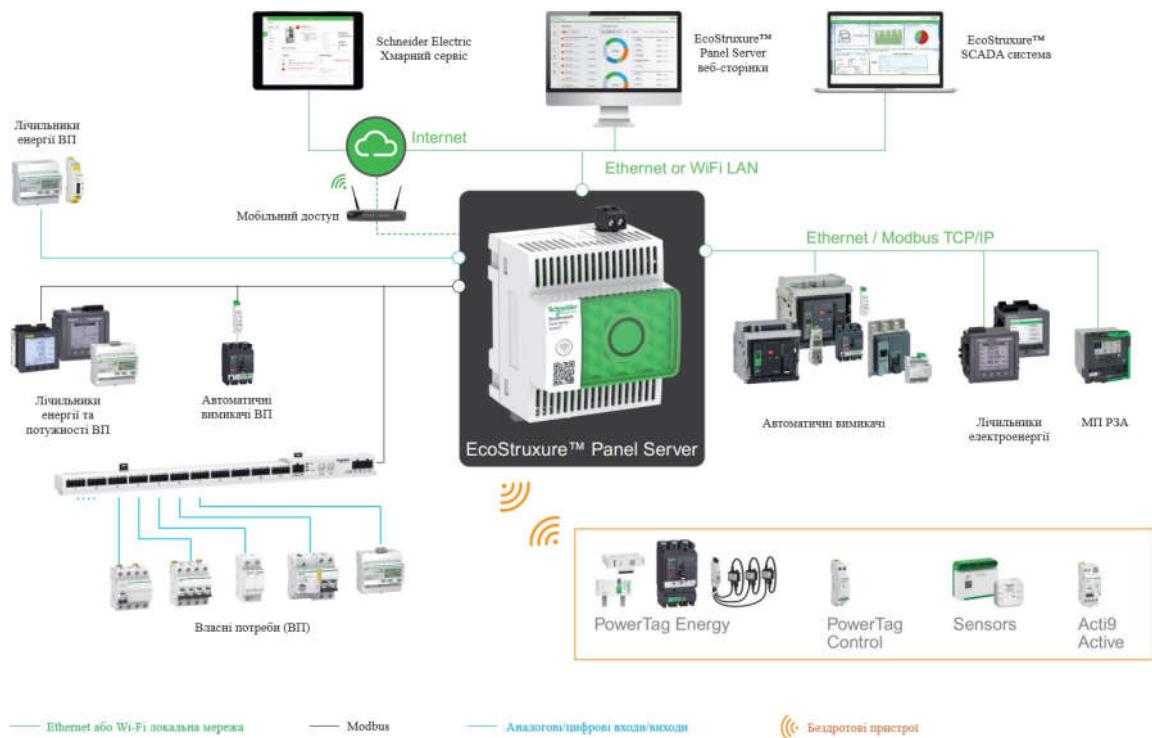


Рисунок 3.2 – Загальна архітектура EcoStruxure™ Power Automation System Engineering на базі серверу EcoStruxure Panel Server

На шині процесу вимірювальні дані з датчиків напруги і струму передаються по аналоговим лініям зв'язку на мікропроцесорні пристрої, таке рішення обумовлено тим, що пристрої серії Seram не підтримують цифрову передачу вимірювальних даних за протоколом SMV (Sampled Measured Values). Вимірювальні значення та дані стану збираються і передаються об'єднуючими мікропроцесорними пристроями (МІП). Фізично ці пристрої можна розміщувати поблизу первинного обладнання або в приміщенні щита керування.

На рівні підстанції працює шина станції. Передача даних на цьому рівні виконується за протоколом Modbus TCP/IP. Вона забезпечує базові канали зв'язку між логічними вузлами (пристроями Seram), які забезпечують відповідні функції захисту, керування, моніторингу і збору даних. В такому випадку рекомендується дубльована архітектура зв'язку, оскільки передавання даних від одного МІП до іншого призводить до критичної маршрутизації в системі зв'язку.

Всі пристрої РЗ підключаються до EcoStruxure Panel Server через комутатор локальної мережі, таке підключення формує ієрархію на ПС.

Рівень станції підключається від EcoStruxure Panel Server використовуючи протокол Ethernet, сам рівень представлений у вигляді системи EcoStruxure™ SCADA, до якої надходить вся інформація з шини станції відносно робочого стану ПС. Дана система забезпечує відстеження поточного навантаження на ПС в режимі реального часу, що є важливою складовою для регулювання навантаження на об'єкті при чергових та аварійних відключеннях. Для більш зручного огляду інформації щодо ПС є можливим використанням веб-сторінки та хмарного сервісу Schneider Electric у віддаленому режимі.

В загальному до системи SCADA також можливо підключити вимірювальне та комутаційне обладнання власних потреб (ВП), для контролю споживання електроенергії самою ПС.

Базою для створення системи інформаційного обміну підстанції є оптоволоконний Ethernet. Використання Ethernet комунікацій для реалізації всіх функцій автоматизації дозволяє зменшити кількість провідних комунікацій на підстанції. Ethernet – вельми гнучка мережа, яка дозволяє легко інтегрувати мережу із різними швидкостями передавання інформації. Наприклад, мережу із швидкістю в 10 Мбіт /с можна інтегрувати у мережу із швидкістю 100 Мбіт /с, так само як і мережу із швидкістю 100 Мбіт /с в мережу із швидкістю 1 Гбіт / с. Це значно знижує витрати на створення та підтримку мережі в робочому стані.

Оскільки IEC 61850 створений на основі відкритих протоколів, таких як TCP / IP, здійснювати адресацію в різних мережах достатньо легко. Це відкриває широкі можливості по віддаленому обміну інформацією з підстанцією і спрощує підтримку цих зв'язків. Тому інформація від даної ПС до ДП передається через протокол IEC 60870-5-104, таке рішення обумовлено використанням даного протоколу передачі даних в Україні. Така система набагато ефективніша і гнучкіше будь-який інший.

Архітектура для підстанції, що розглядається, наведено на рис. 3.3 та на технічному плакаті 7.

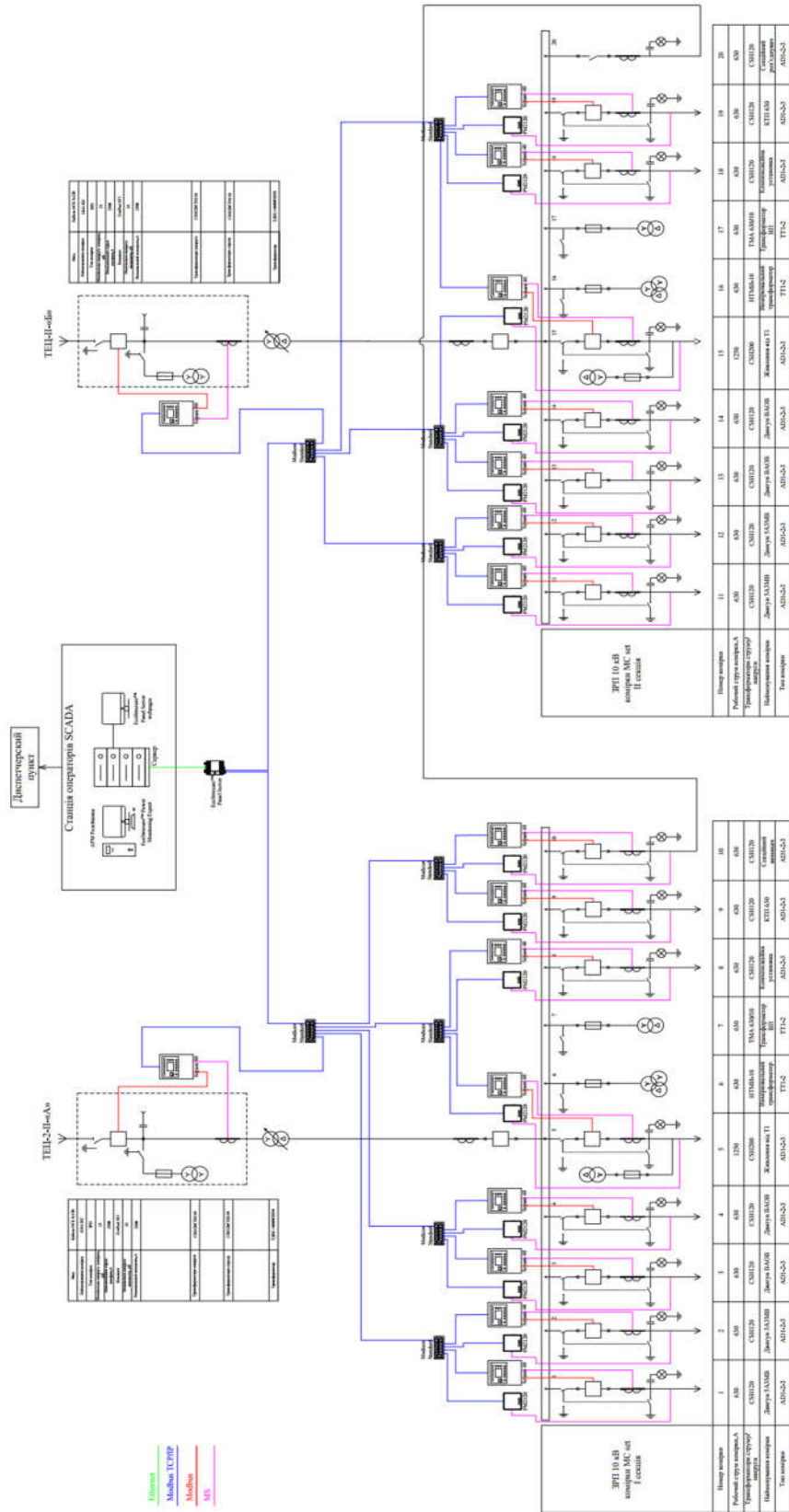


Рисунок 3.3 – Схема ІКС на ПС 35/10 кВ після реконструкції

3.4 Процес створення інформаційної моделі за IEC 61850

Для спрощення цього процесу використовують мову SCL (Substation Configuration Language). Дані у форматі SCL є текстовим файлом, який використовується для опису конфігурації та параметрів цифрових підстанцій згідно з протоколом IEC 61850. На рівні застосування описується топологічна структура підстанції та відношення між її обладнанням та функціями автоматизованої системи управління (логічними вузлами), які налаштовані з мікропроцесорних електронних пристроїв. Кожен з таких пристроїв повинен надати SCL-файл, в якому описано самоконфігурування підстанції [24].

Процес створення SCL-файлу включає кілька етапів:

1. Створення SCL-файлу. Інженери створюють SCL-файл, використовуючи текстовий редактор або спеціалізовані програми для редагування SCL, які можуть надавати графічний інтерфейс.

2. Опис обладнання і конфігурації:

- У SCL-файлі описується структура цифрової підстанції, включаючи всі пристрої, захисні реле, комутаційні пристрої та інші компоненти.

- Зазначаються параметри та характеристики кожного пристрою, визначається їхнє функціональне призначення та взаємодія[26].

3. Використання IEC 61850, SCL використовується для реалізації принципів IEC 61850, який стандартизує обмін інформацією та взаємодію обладнання в електроенергетичних системах.

4. Забезпечення інтеперабельності. SCL дозволяє стандартизовано описати логіку, комунікацію та параметри обладнання, що забезпечує інтеперабельність між пристроями різних виробників.

5. Валідація і синтез SCL:

- Інженери використовують інструменти для валідації SCL-файлу, щоб переконатися, що він відповідає вимогам стандарту та не містить помилок.

- Синтез SCL може включати генерацію коду або налаштування конфігураційних файлів для обладнання, яке реалізує зазначені у SCL-файлі функції[25].

6. Завантаження конфігурації: Остаточний SCL-файл завантажується в цифрову підстанцію, а обладнання конфігурується відповідно до описаної конфігурації.

Важливо відзначити, що SCL-файли можуть містити різні секції, такі як ICD (IED Capability Description), CID (Configured IED Description), і інші, які визначають різні аспекти конфігурації цифрової підстанції.

3.5 Розрахунок затримки передавання даних до ДП

Оцінимо затримку передавання даних у мережах з комутацією пакетів порівняно з мережами комутацією каналів.

Вихідні дані:

- Текстове повідомлення становить - 200 Кбайт.
- Відправник перебуває від одержувача на відстані – 2000 км.
- Пропускна здатність ліній зв'язку становить – 2 Мбіт/с.
- Час передавання даних мережею з комутацією каналів складається з часу розповсюдження сигналу та часу передавання повідомлення.
- Швидкість поширення електромагнітних хвиль у кабельній (електромагнітній або оптоволоконній) мережі становить $c=200000$ км/с.

Розрахуємо затримку передавання даних.

Відстань від відправника до одержувача пролягає через – 10 комутаторів. Початкове повідомлення розбивається на пакети в 1 Кбайт, усього – 200 пакетів. Спочатку оцінимо затримку, яка виникає в початковому вузлі. Припустимо, що частка службової інформації, розміщеної в заголовках пакетів, відносно загального обсягу повідомлення становить 10%. Отже, додаткова затримка, пов'язана з передаванням заголовків пакетів, становить 10% від часу передавання цілого повідомлення, тобто 80 мс. Якщо прийняти інтервал між відправкою пакетів рівним 1 мс, додаткові втрати за рахунок інтервалів становитимуть 200

мс. Тобто, у початковому вузлі через пакетування повідомлення передачі виникла додаткова затримка в 280 мс.

Кожний з 10 комутаторів вносить затримку комутації, яка може мати великий розкид, від часток до тисяч мілісекунд. На комутацію в середньому витрачається 20 мс. Крім того, при проходженні повідомлень через комутатор виникає затримка буферизації пакета. Ця затримка за величини пакета 1 Кбайт і пропускній здатності лінії 2 Мбіт/с дорівнює 4 мс. Загальна затримка, що вноситься 10 комутаторами, становитиме приблизно 240 мс. У результаті додаткова затримка, створена мережею з комутацією пакетів, становитиме 520 мс. Враховуючи, що все передавання даних у мережі з комутацією каналів триває 825мс, цю додаткову затримку можна вважати істотною.

Затримка передавання сигналу на відстань $r = 2000$ км дорівнює

$$\tau_p = \frac{r}{c_k} = \frac{2000}{200000} = 10\text{мс.}$$

Час передавання повідомлення $\Delta\tau_m$ визначається за виразом

$$\Delta\tau_m = \frac{t_s}{c_n} = \frac{200 \times 10^3 \times 8}{2 \times 10^6} = 800\text{мс.}$$

де $t_s = 200$ Кбайт — довжина повідомлення,

$c_n = 2$ Мбіт/с — пропускна здатність мережі.

Таким чином, загальна затримка передавання даних становить 810 мс.

Додатковий час для передачі повідомлення мережею з комутацією пакетів:

Комутаторів – 10;

Пакети – 200;

Частка службової інформації:

$$\frac{800 \times 10}{100} = 80\text{мс.}$$

Тоді додаткова затримка: $200+80=280$ мс.

Затримка буферизації пакета – 4 мс,

величині пакета – 1 Кбайт;

пропускній здатності лінії - 2 Мбіт/с.

Загальна затримка: $200+(4*10)=240$ мс.

Отже, додаткова затримка: $280+240=520$ мс.

Висновок

У цьому розділі було розглянуті ключові аспекти проектування інформаційної керуючої системи для підстанції 35/10 кВ, а саме вимоги стандарту IEC 61850 щодо SCADA та АСКОВЕ. Дані вимоги є важливими для формування системи цифрової підстанції.

Архітектура інформаційно керуючої системи підстанції 35/10 кВ формується на базі SCADA EcoStruxure™ Power Automation System Engineering (EPAS-E). Головним модулем даної системи EcoStruxure Panel Server до нього підключаються усі мікропроцесорні пристрої релейного захисту серії Sepam (вимірювані сигнали передаються за допомогою аналогових каналів зв'язку від вимірювальних приладів). Передача даних між цим обладнанням базується на протоколі Modbus TCP/IP, до SCADA центральний модуль підключається через Ethernet.

Створення цифрової підстанції передбачає в подальшому створення інформаційної моделі (проєкту) для даної системи, базуючись на мові SCL (Substation Configuration Language). Дана мова програмування дозволяє скласти загальну модель ПС з відповідними конфігураціями пристроїв різних виробників та відповідними режимами релейного захисту.

Одним з етапів розробки ІКС є розрахунок затримки передавання даних, оскільки він впливає на надійність та швидкодію системи. Отримані результати свідчать про невелику затримку в часі 825мс, під час передавання даних на відстань 2000 км, це підтверджують, що система буде працювати з високою ефективністю та вчасною реакцією на події.

Узагальнюючи, проектування інформаційної керуючої системи відповідає сучасним стандартам (МЕК) та вимогам, забезпечуючи надійну та продуктивну роботу підстанції 35/10 кВ.

4. РОЗРОБКА СТАРТАП ПРОЄКТУ

Мета розділу: Проаналізувати можливість реконструкції підстанцій для важливих енергоструктур до інформаційно-керуючих системам.

Предмет дослідження: Інформаційно-керуюча система для підстанції 35/10кВ для морського-торгівельного порту.

У цьому розділі розглядається концепція розробки стартап-проєкту, спрямованого на впровадження інформаційно-керуючої системи (ІКС) для підстанції 35/10кВ. Реалізація проєкту передбачає використання мікропроцесорних пристроїв (МП) компанії Schneider Electric, зокрема моделей Sepam 40 та Sepam 80, Основою ІКС є система EcoStruxure™ Power Automation System Engineering, що дозволяє без ускладнень об'єднати усе обладнання фірми Schneider Electric. Викладений розділ включає наступні етапи:

- 1) Опис ідеї проєкту;
- 2) Визначення техніко-економічних характеристик ідеї та порівняння з системами виконаними на пристроях релейного захисту від інших виробників;
- 3) Технологічний аудит стартап-проєкту;
- 4) Аналіз ринкових можливостей запуску стартап-проєкту;
- 5) SWOT-аналіз.

4.1 Опис ідеї проєкту

Стартап-проєкт спрямований на впровадження інформаційно-керуючої системи для енергопостачання морського торговельного порту для ПС 35/10 кВ. Проєкт базується на використанні обладнання від Schneider Electric та інтеграції системи EcoStruxure™ Power Automation System Engineering. Цей проєкт

розробляється для ефективного управління та забезпечення надійності електропостачання порту навіть у складних умовах відключення електроенергії.

Морський-торгівельний порт є важливою критичною інфраструктурою, що належить до 2 групи категорії споживачів та має декілька ліній живлення, що в свою чергу дає можливість постійно забезпечувати живлення підприємства. Відповідно до графіки обмеження потужності, на ПС яка живить порт необхідно постійно контролювати навантаження. Окрім цього, ПС порту забезпечує не тільки щоденну роботу порту обладнання, а в сучасних умовах під час відключень електроенергії забезпечує споживачів мінімальними потребами в аварійних режимах. Тому важливо мати ефективну систему керування, яка швидко і точно регулює розподіл потужності між споживачами.

Стартап передбачає використання передового обладнання Schneider Electric, зокрема мікропроцесорних пристроїв моделей Sepam 40 та Sepam 80, як ключових елементів інформаційно-керуючої системи. Ця система буде забезпечувати моніторинг, захист та управління енергопостачанням на підстанції 35/10 кВ.

Основні етапи стартап-проєкту включають вивчення можливостей інтеграції мікропроцесорних пристроїв у сучасні умови морського торговельного порту. Система EcoStruxure™ Power Automation System Engineering буде використовуватися для забезпечення високої ефективності та надійності управління енергопостачанням в умовах можливих відключень електроенергії.

Основні переваги проєкту включають підвищену автоматизацію, зменшення часу відновлення після відключень, підвищення надійності системи та забезпечення стійкості роботи мережі в умовах змін та викликів. Цей стартап спрямований на оптимізацію електропостачання морського торговельного порту для підтримання його незалежності та ефективності в умовах сучасного енергетичного середовища.

На заданій ПС використовується застаріле обладнання, а саме ВРП на стороні 35 кВ. Тому виникає необхідність прорахувати всі можливі варіанти МП релейного захисту та комірки для ПС, який буде найоптимальнішим для використання. Опис даної ідеї наведено у табл. 4.1

Таблиця 4.1 – Опис ідеї стартап-проєкту

Зміст ідеї	Напрямки застосування	Вигоди для користувача
Вибір найоптимальнішого МП релейного захисту трансформатора	Релейний захист трансформатора 35/10 кВ	<ol style="list-style-type: none"> 1. Захист обладнання 2. Відповідність всім сучасним вимогам та стандартам 3. Надійність

4.2 Визначення техніко-економічних характеристик ідеї та порівняння з системами виконаними на пристроях релейного захисту від інших виробників

В даному проєкті в якості захисту трансформатора використовується МП РЗ компанії Schneider Electric - Sepam 80, Для даного пристрою розроблений порівняльний аналіз з МП РЗ виробниками-конкурентами ABB UniGear ZS3.2 та Siemens 8DAB 40, Порівняльний аналіз наведено у табл. 4.2. Необхідно визначити показники, які мають:

- 1) W – гірші значення, слабкі;
- 2) N – однакові значення, нейтральні;
- 3) S – кращі значення

Таблиця 4.2 – Порівняльний аналіз МП РЗ

№ п/п	Техніко-економ. хар-ки	Schneider Electric Sepam 80	Siemens SIPROTEC 7UT87	ABB RET670	W	N	S
1	Кількість функцій	58	30	54	SIPROTEC 7UT87	RET670	Sepam 80
2	Зручність	Екран з мнемосхемою	Графічний інтерфейс	Графічний інтерфейс	Sepam 80	7UT87/RET670	-
3	Кількість дискретних входів	16	15	16	SIPROTEC 7UT87	-	Sepam 80/RET670
4	Протоколи передачі даних	Modbus, Modbus TCP/IP, DNP3.0, 103, Ethernet.	Modbus, Modbus TCP/IP, DNP3.0, 103,104.	Modbus, MMS, DNP3.0, 103, Goose.	SIPROTEC 7UT87	RET670	Sepam 80
5.	Архітектура інформаційно керуючої системи	EPAS-E	-	-	7UT87/RET670	-	Sepam 80
6.	Використання додаткових шлюзів	Ні	Так	Так	7UT87/RET670	-	Sepam 80
7	Ціна, грн	92 486	86 562	106 732	RET670	7UT87	P645

В результаті порівняння обладнання (табл.4.2) можна зробити висновки однією зі слабших сторін Sepam 80, це його екран. При моделюванні ІКС він не сильно впливає на функціонал через те, що система будується в цифровому форматі, і всі функції диспетчер перевіряє за робочим місцем. Інші характеристики більш кращі ніж у виробників-конкурентів.

Проаналізувавши обладнання трьох фірм, прийшли до висновку що доцільно використовувати обладнання фірми Schneider Electric. Обґрунтовуючи

тим, що на підстанції вже експлуатується обладнання фірми Schneider Electric, що в свою чергу використання Schneider Electric Sepam 80 дає змогу скласти інформаційно-керуючу систему підстанції на базі EcoStruxure Panel Server та програмного забезпечення (ПЗ) EcoStruxure Schneider Electric. Дана система дасть змогу уникнути витрати при використанні зайвих шлюзів для підключенні обладнання різних виробників.

4.3. Технологічний аудит стартап-проєкту

Для реалізації даного проєкту необхідно:

1. Підготувати модель ІКС в спеціалізованому програмному забезпеченні (ПЗ).
2. Необхідно обладнати приміщення для використання ЗРП комірки ГНА ІЕС.
3. Встановлення та підключення ІКС на ПС
4. Проведення пуско-налагоджувальних робіт
5. Навчання персоналу експлуатації ІКС

Аналіз здійсненності ідеї наведено у табл. 4.3.

Таблиця 4.3 – Здійсненність ідей стартап-проєкту

№ п/п	Ідея стартап-проєкту	Технології реалізації	Наявність технології	Доступність технології
1	Впровадження ІКС для ПС 35/10 кВ	Закупівля обладнання, створення моделі ІКС, налаштування та запуск.	Наявна	Доступна
Обрана технологія реалізації ідеї проєкту: закупівля обладнання, створення моделі ІКС, налаштування та запуск.				

4.4 Аналіз ринкових можливостей запуску стартап-проєкту

Для встановлення перспектив впровадження ідеї, важливо скласти стратегічний розвиток та визначити вимоги потенційних споживачів. Опис характеристик потенційного ринку для даного стартап-проєкту представлено в таблиці 4.4.

Таблиця 4.4 – Характеристики ринку стартап-проєкту

№ п/п	Показники стану ринку	Характеристика
1	Кількість основних гравців, од	3
2	Обсяг продажів, шт/ум.од	2
3	Динаміка ринку	Зростає
4	Присутність обмежень для входу	Високий рівень первинних інвестицій
5	Специфічні вимоги до стандартизації і сертифікації	Відповідно до стандарту ІЕС 61850
6	Середня умова рентабельності в сфері, %	25

Внутрішні норми прибутку розраховуються за наступною формулою:

$$R_i = \frac{\Pi_p}{K},$$

де Π_p – прибуток за певний період; R_i – норма прибутку; K – величина початкових інвестицій.

Інвестором даного проєкту буде підприємство морський торговельний порт зі створення інформаційно-керуючою системою ПС.

Інвестиції в даному випадку складають 1 215 тис. грн. Складові інвестицій наведені в табл. 4.5.

Таблиця 4.5 – Інвестиції необхідні для створення ІКС ПС 35/10 кВ

№ п/п	Найменування	Кількість, шт	Вартість, тис. грн
1	ЗРП 35кВ Schneider Electric ГНА ІЕС	2	347
2	Автоматичний вимикач Schneider Electric EvoPact SF1	2	252
3	МП РЗ Schneider Electric Sepam 80	2	185
4	Система SCADA EPAS-E	1	153
5	Інформаційна модель ПС	1	113
6	Робоче місце обслуговуючого персоналу	1	44
7	Сервер ПС	1	31
8	Вартість монтажу обладнання	1	153
9	Пусконаладжувальні роботи обладнання	1	30
10	Навчання персоналу	1	20

Використання ІКС системи дає змогу робити ефективну комутацію, коректно реагувати на КЗ, а також швидко та оперативно контролювати навантаження. Відповідно до статистичних даних за рік відбувається 20 КЗ та 10 непередбачуваних режимів пов'язаних з аварійними відключеннями

електроенергії. Ремонт обладнання в разі виходу з ладу коштує приблизно 15% від вартості обладнання 4 400 тис. грн (ТДНС–16000/35 – 1 200 тис. грн., вантажні крани – 3 200 тис. грн), тобто 660 тис. грн. При використанні ІКС можливо зекономити до 1 200 тис. грн в рік.

Експлуатаційні витрати за статистичними даними в рік приймаються рівними 3% від вартості трансформатору та вантажних кранів:

$$B_e = 0,03 * 4\,400 = 132 \text{ тис. грн/рік}$$

Розрахунок рентабельності інвестицій:

$$R_i = \frac{П_p}{К} = \frac{(1200 - 132)}{1215} = 0,87 \text{ (1/рік)}$$

Тобто у відсотках рентабельність дорівнює 87%. Період окупності проекту розраховується наступним чином:

$$T_{ок} = \frac{1}{R_i} = \frac{К}{П_p} = \frac{1215}{(1200 - 132)} = 1,15 \text{ років}$$

де $T_{ок}$ – період окупності.

В результаті розрахунків період окупності склав 1,15 років.

4.5 SWOT-аналіз стартап-проєкту

SWOT-аналіз стартап-проєкту інформаційно-керуючої системи для підстанції 35/10 кВ допомагає визначити сильні та слабкі сторони, а також можливості та загрози, що впливають на його розвиток. SWOT-аналіз наведено у табл. 4.6.

Таблиця 4.6 – SWOT-аналіз стартап проєкту

Сильні сторони	Слабкі сторони
<ul style="list-style-type: none"> ● Використання передового обладнання Schneider Electric та системи EcoStruxure™ Power Automation System Engineering. ● Здатність системи пристосовуватися до складних умов та відключень електроенергії. ● Висока ефективність та надійність інформаційно-керуючої системи. 	<ul style="list-style-type: none"> ● Високі витрати на впровадження та підтримку системи. ● Залежність від наявності стороннього обладнання та технічної підтримки Schneider Electric. ● Можливість труднощів у використанні системи в умовах обмежених бюджетів.
Можливості	Загрози
<ul style="list-style-type: none"> ● Високі витрати на впровадження та підтримку системи. ● Залежність від наявності стороннього обладнання та технічної підтримки Schneider Electric. ● Можливість труднощів у використанні системи в умовах обмежених бюджетів. 	<ul style="list-style-type: none"> ● Високі витрати на впровадження та підтримку системи. ● Залежність від наявності стороннього обладнання та технічної підтримки Schneider Electric. ● Можливість труднощів у використанні системи в умовах обмежених бюджетів.

Висновок

В результаті проведення порівняльного аналізу між Schneider Electric Seram 80, Siemens SIPROTEC 7UT87 та ABB RET670 для інформаційно-керуючої системи підстанції 35/10 кВ, було прийнято рішення використовувати обладнання фірми Schneider Electric. Це обумовлено вже експлуатацією обладнання цього виробника на підстанції, а також можливістю оптимальної інтеграції з існуючою інфраструктурою.

Обране обладнання, Schneider Electric, дозволяє збудувати інформаційно-керуючу систему на базі EcoStruxure Panel Server та програмного забезпечення

(ПЗ) EcoStruxure Schneider Electric. Це знижує витрати та ускладнення процесу інтеграції, оскільки використовується єдина екосистема.

Стартап-проект для інформаційно-керуючої системи підстанції 35/10 кВ виглядає перспективним, оцінюючи його за показниками рентабельності та періоду окупності. За підрахунками, рентабельність проекту складає 0,87%, що свідчить про можливість отримання прибутку від впровадження системи.

Період окупності проекту склав лише 1,15 років, що свідчить про швидкий повернення витрат і початок прибутковості. Такий короткий термін окупності може бути привабливим для інвесторів та бізнес-партнерів.

Проте, необхідно врахувати фактори ризику, такі як технічні проблеми, конкуренція на ринку, а також можливість змін у законодавстві та кіберзагрози. Ефективне управління цими ризиками буде ключовим фактором для успішної реалізації стартапу.

Загалом, при правильному управлінні та врахуванні потенційних ризиків, стартап-проект інформаційно-керуючої системи для підстанції 35/10 кВ може стати успішним та прибутковим.

5. ОХОРОНА ПРАЦІ ТА БЕЗПЕКА В НАДЗВИЧАЙНИХ СИТУАЦІЯХ ПІД ЧАС ЕКСПЛУАТАЦІЇ ІНФОРМАЦІЙНО-КЕРУЮЧОЇ СИСТЕМИ ЦИФРОВОЇ ПІДСТАНЦІЇ

Особливістю впровадження цифрової підстанції визначається комплексом заходів, спрямованих на забезпечення безпеки працівників та ефективного функціонування системи в умовах реальної роботи.

Важливим аспектом є навчання та підготовка працівників, щоб забезпечити їм необхідні знання та навички для роботи з інформаційно-керуючою системою. Це включає в себе ознайомлення з процедурами експлуатації та навчання реагуванню на надзвичайні ситуації.

Безпека виробничого середовища є ще однією важливою складовою. Це включає оцінку та вдосконалення умов праці для операторів інформаційно-керуючої системи з метою забезпечення комфорту та безпеки під час роботи.

Використання автоматизованих систем безпеки, резервного живлення та проведення систематичних аудитів дозволяє виявляти та вирішувати потенційні небезпеки в реальному часі. Це сприяє забезпеченню безпеки персоналу та надійності роботи інформаційно-керуючої системи.

У контексті кібербезпеки, важливо застосовувати шифрування та інші заходи для захисту інформації від несанкціонованого доступу та кіберзагроз. Регулярний моніторинг та діагностика системи дозволяють вчасно виявляти можливі проблеми та забезпечувати стійкість функціонування.

Враховуючи розвиток цифрових технологій, надання пріоритету безпеці та ефективності роботи в інформаційно-керуючій системі цифрової підстанції стає стратегічно важливим завданням для забезпечення стабільності енергетичного об'єкта в умовах сучасного виробничого середовища.

5.1 Технічні характеристики і вибір місць розміщення нового енергетичного устаткування

Технічні характеристики відповідних електроустановок (ЕУ) надано у таблиці 5.1.

Таблиця 5.1. Технічні характеристики

Найменування ЕУ	Основні характеристики	Значення показника
ЗРП	Виробник	Schneider Electric
	Маркування	GHA IEC
	Місце розташування	Внутрішня ЕУ
	Номінальна напруга	35 кВ
	Номінальний струм	2500 А
	Габаритні розміри	2800x900x1300 см
	Маса	1300 кг
	Виробник	Schneider Electric
	Маркування	EvoPact SF1
Автоматичний вимикач	Місце розташування	Внутрішня ЕУ
	Номінальна напруга	35 кВ
	Номінальний струм	2500 А
Системи автоматики та релейного захисту	Виробник	Schneider Electric
	Маркування	Sepam 80
	Місце розташування	ЗРП 35кВ
	Номінальна напруга	220 В
	Номінальний струм	8 А
Програмне забезпечення (SCADA, АСКОЕ)	Виробник	Schneider Electric
	Найменування	EcoStruxure™ Power Automation System Engineering

5.2 Визначення та оцінка показників умов праці на робочих місцях

Показники умов праці для певної групи електротехнічних працівників надають у табл. 5.2.

До шкідливих чинників відносять такі, для яких фактичні рівні перевищують допустимі значення (відповідно до ДСТУ-Н Б А.3.2-1:2007[23]).

Таблиця 5.2. Показники умов праці

Найменування показника	Основні характеристики	Фактичне значення
Кваліфікація працівників	Кількість Група з електробезпеки	3 особи IV група
Місце виконання робіт	Закрите Площа Постійне Класифікація електроприміщення	86 кв.м Приміщення з підвищеною небезпекою
Розташування робочого місця	В приміщенні ПС	
Параметри мікроклімату	Температура повітря Вологість	15-25 °С [16] 65% [16]
Важкість праці	Переміщення вантажів Робоче положення Категорії робіт	До 10 кг Стоячи II категорія
Напруженість праці	Тривалість зосередженого спостереження Тривалість активних дій Змінність Напруженість органів чуття: Зір Категорія	50% робочого часу 60% робочого часу 1 зміна, 8 годин 20% II категорія
Внутрішнє освітлення (робоче, місцеве, аварійне, евакуаційне)	Вид світильників Рівень освітленості: - Робоче - Аварійне (10% від робочого)	Світлодіодне 200 лк [21] 20 лк [21]
Оцінка умов праці	Шкідливі (категорія)	Шкідливі I категорії

5.3 Визначення та оцінка шкідливих і небезпечних виробничих чинників

Небезпечні і шкідливі виробничі чинники (НШВЧ), які виникають у ході виконання певних робіт, наводять у табл. 5.3. До табл. 5.3 вносять показники, фактичні значення яких перевищують граничнодопустимі значення.

Таблиця 5.3 Перелік небезпечних і шкідливих виробничих чинників

Небезпечні і шкідливі чинники	Перелік НШВЧ	Фактичне значення	Гранично-допустиме значення та номер
Електричного походження	Напруга	220 В	6 В [18]
	Струм	8А	0,6 мА [18]
Оцінка умов праці	Шкідливі, I категорія		

5.4 Розробка і розрахунок технічних та організаційних заходів з охорони праці

Технічні і організаційні заходи та їх показники наводять у таблиці 5.4. Розрахунок виконують до одного з вибраних у табл. 5.4 технічного заходу.

Таблиця 5.4. Технічні і організаційні заходи

Вид заходу	Найменування заходу	Опис, показники і характеристики
Технічні заходи з електробезпеки		
Захисне заземлення	Заземлення установок до 1 кВ із глухо заземленою нейтраллю	Заземлення точок установки для того, щоб забезпечити електробезпеку РЕ провід перерізом 35 мм ² довжиною 5 м.
Розміщення знаку безпеки	Знак заборони, що розміщується на передніх панелях комірок РЗ під напругою	
Організаційні заходи з електробезпеки		
Категорія робіт щодо заходів безпеки	Робота із зняттям напруги	При експлуатації напруги має не бути
Розміщення плакатів безпеки	Вказівні, застережні, настановні. Розміщення на передній та задній панелі релейної шафи	
Вил дозвільного документу	Наряд-допуск	Розпорядження на проведення робіт із вказанням часу початку та кінця робіт, із вказанням складу бригади та відповідального за охорону праці.

5.5 Вибір засобів індивідуального захисту для обмеження впливу небезпечних і шкідливих виробничих чинників

Результати вибору потрібних ЗІЗ надати у вигляді таблиці 5.5.

Таблиця 5.5. Засоби індивідуального захисту

Вид ЗІЗ	Призначення	Марка або маркування. Модель. Матеріал	Гарантований термін використання	Технічні характеристики
Захисний одяг	Захист від механічних ушкоджень	Куртка + напівкомбінезон REIS	1 рік	65% Поліестер 35% Бавовна
Захисне взуття	Захист від механічних ушкоджень	Черевики CALZATURIFICIO	1 рік	Глухий клапан, підощва з гуми подвійної щільності, підносок з композитного матеріалу
Захист рук	Захист від механічних ушкоджень	Рукавички CUT PROTECT GB	1 місяць	поліетилен (HDPE)-67%, поліестер-22%, спандекс-11%
Захист голови	Захист від електричного струму	Каска НМ-6	2 роки	ABS-пластик Електрична ізоляція до 1 кВ
Захист очей	Захист від електричної дуги	Окуляри Ardon	1 рік	Полікарбонат

Таблиця 5.6 – Перелік ЕЗЗ

Вид ЕЗЗ	Найменування	Технічні характеристики	Призначення і норми випробувань
Електрозахисний засіб індивідуального захисту	Діелектричні рукавиці	Роботи під напругою до 1 кВ	Підключення ЕУ після ремонту. Випробування раз на 6 місяців
	Діелектричне взуття		
Захисні пристосування	Діелектричний килимок	Роботи під напругою до 1 кВ	Підключення ЕУ після ремонту. Випробування раз на рік

5.6 Вибір технічних та організаційних заходів для унеможливлення і ліквідації наслідків надзвичайних ситуацій

При експлуатації релейного захисту автотрансформатору можливе виникнення надзвичайної ситуації як раптове займання внаслідок виходу з ладу обладнання релейного захисту абоощо [19]. Для таких випадків в приміщенні необхідно передбачити пристрої пожежогасіння, а також проінформувати персонал про порядок дій в разі надзвичайних ситуацій.

Заходи запобігання наслідків надзвичайних ситуацій наведені у табл. 5.7.

Таблиця 5.7 – Заходи ліквідації і запобігання надзвичайних ситуацій

Група заходів	Технічні характеристики	Критерії вибору
Технічні		
Вуглекислотний вогнегасник ВВ-2	Клас гасіння – В Маса вогнегасної речовини – 8 кг	Розташування у коридорах приміщення через 70 м.
Організаційні		
План дій з попередження пожеж і вибухів	Передбачення в релейній залі аварійних виходів, які відповідно промарковані. В релейній залі повинні бути відсутніми легкозаймісті матеріали, персоналу заборонено використовувати легкозаймісті матеріали в ході експлуатації РЗ	Положення про охорону праці при експлуатації електроустановок до 1 кВ [20]
Навчання та тренінги	Навчання з пожежобезпеки при проходженні випробувального терміну робітником та щороку опісля	Типове положення

5.7 Розрахунок параметрів захисного заземлення релейного захисту

Необхідність проведення розрахунку захисного заземлення релейного захисту обумовлено розташуванням МП РЗ в одній шафі. У випадку несправності одного з пристроїв, інші можуть залишитись під напругою, що створює загрозу для безпеки. Таким чином, необхідно вирішити

проблему заземлення для всієї шафи, виконавши розрахунок на вимикаючу здатність. Даний розрахунок дозволить визначити оптимальні параметри захисного заземлення релейного захисту, забезпечуючи ефективний захист від можливих аварійних ситуацій та підвищуючи загальний рівень безпеки електроустаткування.

Розрахунок на вимикаючу здатність включає в себе визначення струму однофазного короткого замикання $I_{кз}$ та порівняння цього значення із номінальним струмом спрацьовування МСЗ. Формула для розрахунку струму КЗ:

$$I_{кз} = \frac{U_{\phi}}{\sqrt{(r_{\phi} + r_{PE} + \frac{r_{TP}}{3})}}$$

де $I_{кз}$ – струм короткого замикання, А;

U_{ϕ} – фазна напруга, В;

r_{ϕ} – активний опір фазного проводу, Ом;

r_{PE} – активний опір захисного проводу.

Формула для визначення фазної напруги:

$$U_{\phi} = \frac{U_{л}}{\sqrt{3}}$$

Активний опір фазного проводу:

$$r_{\phi} = \sum_{i=1}^n \frac{p_i * l_i}{S_i}$$

де p_i – питомий опір проводу;

l_i – довжина ділянки проводу;

S_i – площа поперечного перерізу проводу.

Активний опір трансформатора:

$$r_{TP} = \frac{P_{K3} * U_{НОМ}^2}{S_{НОМ}^2}$$

Фазна напруга дорівнює:

$$U_{\phi} = \frac{U_{л}}{\sqrt{3}} = \frac{220}{\sqrt{3}} = 127,017 \text{ В}$$

Активний опір фазного проводу (кабель ОСБ 3x120):

$$r_{\phi} = \frac{p * l}{S} = \frac{0,1 * 50}{120} = 0,042 \text{ Ом}$$

Активний опір трансформатора:

$$r_{TP} = \frac{P_{K3} * U_{НОМ}^2}{S_{НОМ}^2} = \frac{2,78 * 100^2}{160^2} = 1,086 \text{ Ом}$$

Активний опір захисного проводу:

$$r_{PE} = \frac{p * l}{S} = \frac{0,1 * 40}{120} = 0,033 \text{ Ом}$$

Струм короткого замикання:

$$I_{K3} = \frac{U_{\phi}}{\sqrt{r_{\phi} + r_{PE} + \frac{r_{TP}}{3}}} = \frac{127,017}{\sqrt{0,042 + 0,033 + \frac{1,086}{3}}} = 192,141 \text{ А}$$

Розрахунок напруги на корпусі електроустановки визначається за формулою:

$$U_K = I_{K3} * Z_{ЗП} \leq U_{д}(t_c),$$

де $Z_{ЗП}$ – повний опір захисного проводу;

$U_{д}(t_c)$ – напруга дотику, що допускається.

$$U_K = I_{K3} * Z_{ЗП} = 192,141 * 0,06 = 11,528 \text{ В} < 36 \text{ В}$$

Так як, умова $U_K < U_{д}(t_c)$ виконується, тому впровадження повторне заземлення захисного проводу не доцільно.

Висновок

В даному розділі було проведено ретельний аналіз та оцінку важливих аспектів охорони праці та безпеки під час експлуатації інформаційно-керуючої системи цифрової підстанції. Розглянуті технічні характеристики нового енергетичного устаткування та визначені оптимальні місця його розташування з метою максимізації безпеки працівників.

Детально вивчені та оцінені показники умов праці на робочих місцях, враховані шкідливі і небезпечні виробничі чинники. Було встановлено, що основною потенційною небезпекою під час експлуатації даної електроустановки є напруга, яка перевищує максимально допустимий рівень для дотику (220 В). З метою запобігання можливості отримання ураження електричним струмом робочим персоналом були призначені засоби індивідуального захисту при напрузі до 1000 В, проведено необхідне навчання персоналу, а також розміщено відповідні заборонні знаки.

Окремий акцент був зроблений на розробці і розрахунку параметрів захисного заземлення релейного захисту, через є ймовірність ураження персоналу електричним струмом навіть при вимкненій установці. Розрахована система заземлення відповідає вимогам та не потребує повторного заземлення захисного проводу, що дозволяє її використовувати в реальних умовах експлуатації електричної установки.

Всі вищезазначені заходи і розрахунки формують комплексний підхід до забезпечення охорони праці та безпеки під час експлуатації цифрової підстанції, роблячи систему якісною та надійною.

ВИСНОВКИ

Основною метою даної роботи є розробка сучасної інформаційно керуючої системи для важливих критичних інфраструктури, для яких необхідно постійно контролювати та виконувати швидкі комутації навантаження, як для прикладу було розглянуто живлячу ПС 35/10 кВ морського торговельного порту.

В процесі виконання роботи було проведено опис об'єкта дослідження та характеристики обладнання підстанції. Представлено вибір комірки для ЗРП 35 кВ фірми Schneider Electric GHA IEC в комплектуванні елегазовим вимикачем EvoPact SF1. В розділі було представлено: розрахунок струмів короткого замикання, вибір вимикача та релейного захисту для комірки 35 кВ, а також вибір МП РЗ для трансформатора ТДНС–16000/35, з розрахунками параметрів спрацювання та перевірки поздовжньої диференціального захисту трансформатору Seram 80,

У ході розгляду інформаційних керуючих систем цифрових підстанцій, було проведено аналіз сучасних технологій, стандартів та протоколів, що застосовуються в електроенергетиці. Зокрема, детально висвітлено важливість інформаційних систем у сучасній електроенергетиці, систему телекерування, SCADA та протокол IEC 61850,

В третьому розділі ознайомлено вимогам IEC 61850 для SCADA та АСКОЕ, а також архітектури системи. Враховуючи те, що більшість обладнання на підстанції є фірми Schneider Electric, було обрано систему SCADA EcoStruxure™ Power Automation System Engineering (EPAS-E), з центральним модулем EcoStruxure Panel Server. Проведений опис узагальненого процесу створення інформаційної моделі відповідно до стандарту IEC 61850 та розрахунок затримки передавання даних.

Розділ стартап-проекту містить опис ідеї проекту, визначення техніко-економічних характеристик та порівняння з іншими системами, технологічний аудит, аналіз ринкових можливостей та SWOT-аналіз. Період окупності проекту

склав лише 1,15 років, що свідчить про швидкий повернення витрат і початок прибутковості. Такий короткий термін окупності може бути привабливим для інвесторів та бізнес-партнерів.

У заключному розділі "Охорона праці та безпека в надзвичайних ситуаціях під час експлуатації інформаційно-керуючої системи цифрової підстанції" проведено технічний аналіз та вибір місць розміщення нового енергетичного устаткування, оцінку умов праці, визначення та оцінку шкідливих і небезпечних виробничих чинників, розробку та розрахунок технічних та організаційних заходів з охорони праці, вибір засобів індивідуального захисту та заходів для унеможливлення і ліквідації наслідків надзвичайних ситуацій, а також розрахунок параметрів захисного заземлення релейного захисту.

Процес впровадження цифрових систем в електроенергетику є достатньо довгим та складним етапом, такий формат керування об'єктами в майбутньому дозволить створити сучасну систему електроенергетики України, що в свою чергу зменшить витрати коштів: на обслуговування, персонал та ремонт обладнання, збільшить ефективність та надійність захисту ПС та загальний процес керування об'єднаної енергетичною системою (ОЕС). В першу чергу впровадження в експлуатацію інформаційно керуючих систем проводяться для ПС 750, 330 та 220 кВ, на першому етапі такі зміни приведуть до більш ефективного керування ОЕС. Надалі впроваджувати такі системи необхідно для критичних інфраструктур, для забезпечення надійного контролю та розподілу електроенергії. Саме впровадження та використання таких систем дає змогу тісніше інтегруватися з об'єднаною електричною системою Європи.

ПЕРЕЛІК ДЖЕРЕЛ ПОСИЛАННЯ

1. Smart Grid в Україні: що це таке, навіщо потрібне і коли з'явиться/ URL: <https://mind.ua/publications/20259406-smart-grid-v-ukrayini-shcho-ce-take-navishcho-potribne-i-koli-z-yavitsya> (дата звернення: 05.11.2023).
2. Basic understanding of IEC 61850/ URL: <https://www.sgrwin.com/basic-understanding-iec-61850/> (дата звернення: 05.11.2023).
3. О.В. Остапчук, П.Л. Денисюк, Ю.П. Матеєнко Навчальний посібник електрична частина станцій та підстанцій курс лекцій. Київ КПІ ім. Ігоря Сікорського 2022.183с.
4. Захист шин 6-10 кВ - схеми електричних з'єднань збірних шин 6-10 кВ теплових електростанцій/ URL: <https://leg.co.ua/knigi/raznoe/zaschita-shin-6-10-kv-2.html>
5. Catalog 2018 MCset Medium Voltage Distribution/ URL: https://download.schneider-electric.com/files?p_Doc_Ref=NRJED312404EN (дата звернення: 11.11.2023).
6. Catalog 2019 LF I series gas-insulated circuit breakers/ URL: https://download.schneider-electric.com/files?p_Doc_Ref=NRJED352478EN (дата звернення: 11.11.2023).
7. Catalogue 2021 Digital protection relay. Sepam series 20, series 40, series 60, series 80 Digital protection relays/ URL: https://download.schneider-electric.com/files?p_Doc_Ref=SEPED303005EN_Cover&p_enDocType=Catalog&p_File_Name=SEPED303005EN_sept21.pdf (дата звернення: 14.11.2023).
8. Є.І. Бардик, М.П. Болотний. Навчальний посібник перехідні електромагнітні процеси в електроенергетичних системах розрахунково-графічна робота. Київ КПІ ім. Ігоря Сікорського 2022. с. 53.
9. Grid 2030: A national vision for electricity's second 100 years. – Office of Electric Transmission and Distribution, United States Department of Energy.- July 2003.-89 p.

10. Каталог 2019. Розподільні пристрої з елегазовою ізоляцією номінальної напруги до 40, 5 кВ з одинарною та подвійною системою збірних шин IEC | ANSI | RAIL / URL: https://download.schneiderelectric.com/files?p_Doc_Ref=UAMRJCAT18789EN&p_enDocType=Catalog&p_File_Name=%D0%9A%D0%B0%D1%82%D0%B0%D0%BB%D0%BE%D0%B3+GHA_UAM-NRJCAT18789EN-web.pdf (дата звернення: 14.11.2023).
11. Методичні вказівки з розрахунку поздовжнього диференціального струмового захисту Sepam 20-40-80 ANSI 87M/Попов М.Г. Київ: Schneider Electric, 2011. 31с.
12. PowerLogic™ Electrical network management Energy management, revenue metering and power quality monitoring.
13. EcoStruxure Panel Server. Концентратор бездротових пристроїв і шлюз Modbus, реєстратор даних та енергетичний сервер.
14. General Specification for Automatic Capacitor Bank for Electrical Networks up to 12KV/ URL: https://download.schneiderelectric.com/files?p_enDocType=Specification+for+tender&p_File_Name=General+Specifications+for+Automatic+Capacitor+Bank+12+KV.zip&p_Doc_Ref=Dweb-MV-doc6-SA (дата звернення: 18.11.2023).
15. Catalog 2022 Medium Voltage Distribution Pact series EvoPact SF Circuit breaker up to 40.5 kV/ URL: https://download.schneiderelectric.com/files?p_Doc_Ref=AMTED304010EN (дата звернення: 19.11.2023).
16. ДСН 3.3.6.042-99 Санітарні норми мікроклімату виробничих приміщень Вид. офіц. Київ: МОЗ України, 1999.
17. ДСанПіН 3.3.6.096-2002. Державні санітарні норми і правила при роботі з джерелами електромагнітних полів.
18. Правила улаштування електроустановок. (ПУЕ – 2018).
19. НАПБ Б.03.002-2007. Норми визначення категорій приміщень, будинків та зовнішніх установок за вибухопожежною та пожежною небезпекою. Вид. офіц. Київ: Держспоживстандарт України, 2007.

20. ДНАОП 1.1.10-1.07-01. Правила експлуатації електрозахисних засобів. Вид. офіц. Київ: Міністерство енергетики, 2002.
21. ДБН В.2.5-28:2018. Природне і штучне освітлення. К.: Державне підприємство «Державний науково-дослідний інститут будівельних конструкцій», Київ, 2018.
22. Правила улаштування електроустановок. Розділ 1. Загальні правила. Розділ 1.7. Заземлення і захисні заходи безпеки. (ПУЕ – 2016), введений з 1.01. 2017 р.
23. ДСТУ-Н Б А.3.2-1:2007 Система стандартів безпеки праці. Настанова щодо визначення небезпечних і шкідливих факторів та захисту від їх впливу при виробництві будівельних матеріалів і виробів та їх використанні в процесі зведення та експлуатації об'єктів будівництва.
24. SCL — Substation Configuration Language/ URL: <https://mind.ua/publications/20259406-smart-grid-v-ukrayini-shcho-ce-take-navishcho-potribne-i-koli-z-yavitsya> (дата звернення: 08.12.2023).
25. IEC 61850 SCL Validation Using UML Model in Modern Digital Substation/ URL: <https://www.scirp.org/journal/paperinformation?paperid=86998> (дата звернення: 10.12.2023).
26. ДСТУ ІЕС/TS 62351-1:201. Керування енергосистемами та відповідний інформаційний обмін. Безпека даних та зв'язку. Частина 1. Безпека зв'язку мережі та системи. Загальні положення
27. ДСТУ ІЕС/TS 62351-3:201. Керування енергосистемами та відповідний інформаційний обмін. безпека даних та зв'язку. Частина 3. Безпека зв'язку мережі та системи. Профілі, що охоплюють TCP/IP.
28. ДСТУ ІЕС/TS 62351-3:201. Керування енергосистемами та відповідний інформаційний обмін. Безпека даних та зв'язку. Частина 4. Профілі, що охоплюють MMS.