

ВІННИЦЬКИЙ НАЦІОНАЛЬНИЙ ТЕХНІЧНИЙ УНІВЕРСИТЕТ

(повне найменування вищого навчального закладу)

Факультет електроенергетики та електромеханіки

(повне найменування факультету)

Кафедра електротехнічних систем електроспоживання та енергетичного

(повна назва кафедри)

менеджменту

**Пояснювальна записка
до магістерської кваліфікаційної роботи**

_____ Магістр

(освітній ступінь)

на тему: Підвищення ефективності функціонування системи електропостачання
Приватного акціонерного товариства «Маяк», місто Вінниця шляхом
впровадження засобів телемеханіки та телекомунікацій

Виконав: студент 2-го курсу, групи ЕСЕ-21м

Освітня програма: "Електротехнічні системи електроспоживання"

(назва ОП)

Спеціальність 141 – Електроенергетика, електротехніка та електромеханік

(шифр і назва спеціальності)

_____ Верестюк Д.Р.

(прізвище та ініціали)

Керівник: к.т.н. / доц. каф. ЕСЕЕМ

_____ Войтюк Ю.П.

(прізвище та ініціали)

Допущено до захисту

Завідувач кафедри ЕСЕЕМ

_____ проф. Бурбело М.Й.

(прізвище та ініціали)

«19» грудня 2022 р.

«19» грудня 2022 р.

Опонент _____ доц. І.В. Ісаєв

_____ Песіна В.О.

(прізвище та ініціали)

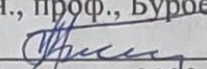
«19» грудня 2022 р.

ВІННИЦЬКИЙ НАЦІОНАЛЬНИЙ ТЕХНІЧНИЙ УНІВЕРСИТЕТ

(повне найменування вищого навчального закладу)

Факультет електроенергетики та електромеханіки
Кафедра електротехнічних систем електроспоживання та енергетичного менеджменту
Освітній ступінь – магістр
Спеціальність 141 – Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка

ЗАТВЕРДЖУЮ
Завідувач кафедри ЕСЕЕМ
д.т.н., проф., Бурбело М.Й.


«14» вересня 2022 р.

ЗАВДАННЯ
НА КВАЛІФІКАЦІЙНУ МАГІСТЕРСЬКУ ДИПЛОМНУ РОБОТУ
Верестюку Денису Романовичу

1. Тема роботи Підвищення ефективності функціонування системи електропостачання Приватного акціонерного товариства «Маяк», місто Вінниця шляхом впровадження засобів телемеханіки та телекомунікацій, керівник Войтюк Юрій Петрович, к.т.н., доц., затверджені наказом по ВНТУ від «14» вересня 2022 року, №203

2. Строк подання студентом роботи «10» грудня 2022 року.

3. Вихідні дані: генплан підприємства; відомості про електричні навантаження цехів (Додаток Б); відомості про особливості технологічних процесів та навколишнього середовища (внутрішнього та зовнішнього); відомості про електричні навантаження підприємства; відомості про джерела живлення, їх віддаленість; генплан РП; основні техніко-економічні показники.

4. Зміст розрахунково-пояснювальної записки

Анотація

Вступ

1. Загальні відомості про підприємство

2. Автоматизоване проектування системи електропостачання пат «маяк»

3. Проектування системи телемеханіки

4. Економічний розрахунок

5. Охорона праці та безпека в надзвичайних ситуаціях.

Висновки.

Список літератури

Додатки.

5. Перелік графічного матеріалу

- Генплан підприємства



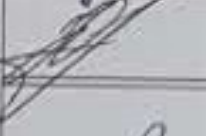



- Схема головних кіл РП-10 кВ

- Схема живлення ТМ

- Схема електрична принципова. Телесигналізація

- Схема електрична принципова. Телекомунікація

6. Консультанти розділів роботи

Розділ	Прізвище, ініціали та посада консультанта	Підпис, дата	
		завдання видав	завдання прочитав
Спеціальний розділ роботи	Войтюк Ю.П., доц., каф. ЕСЕМ, к.т.н. доцент		
Економічна частина	Шулє Ю.А., доц., каф. ЕСЕМ, к.т.н.		
Охорона праці та безпека в надзвичайних ситуаціях	Кобилянський О.В., зав. кафедри БЖДПБ, д.пед.н., професор		

7. Дата видачі завдання «24» вересня 2022 року

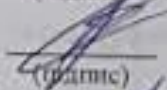
КАЛЕНДАРНИЙ ПЛАН

№ з/п	Назва етапів дипломного роботи	Строк виконання етапів роботи	Приміт
1	Загальні відомості про підприємство	30.09.22	виконано
2	Підвищення ефективності енерговикористання	10.11.22	виконано
3	Вибір системи освітлення	16.11.22	виконано
4	Інноваційні рішення та їх економічний розрахунок	28.11.22	виконано
5	Охорона праці та безпека в надзвичайних ситуаціях	10.12.22	виконано

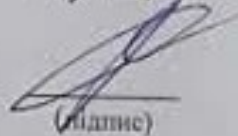
Студент


(підпис)

Керівник магістерської кваліфікаційної роботи


(підпис)

Нормоконтроль


(підпис)

Вересток Д.Р.
(прізвище та ініціали)

Войтюк Ю.П.
(прізвище та ініціали)

Войтюк Ю. П.
(прізвище та ініціали)

ВІННИЦЬКИЙ НАЦІОНАЛЬНИЙ ТЕХНІЧНИЙ УНІВЕРСИТЕТ
(повне найменування вищого навчального закладу)
Факультет електроенергетики та електромеханіки
(повне найменування факультету)
Кафедра електротехнічних систем електроспоживання та енергетичного
(повна назва кафедри)
МЕНЕДЖМЕНТУ

**Пояснювальна записка
до магістерської кваліфікаційної роботи**

Магістр

(освітній ступінь)

на тему: Підвищення ефективності функціонування системи електропостачання
Приватного акціонерного товариства «Маяк», місто Вінниця шляхом
впровадження засобів телемеханіки та телекомунікацій

Виконав: студент 2-го курсу , групи ЕСЕ-21м

Освітня програма: “ Електротехнічні системи електроспоживання»

(назва ОП)

Спеціальність 141 – Електроенергетика, електротехніка та електромеханік

(шифр і назва спеціальності)

Верестюк Д.Р.

(прізвище та ініціали)

Керівник: к.т.н., доц. каф. ЕСЕЕМ

Войтюк Ю.П.

(прізвище та ініціали)

Допущено до захисту

« ____ » _____ 2022 р.

Завідувач кафедри ЕСЕЕМ

Опонент _____

проф. Бурбело М.Й.

(прізвище та ініціали)

« ____ » _____ 2022 р.

(прізвище та ініціали)

« ____ » _____ 2022 р.

Вінниця ВНТУ – 2022 року

ВІННИЦЬКИЙ НАЦІОНАЛЬНИЙ ТЕХНІЧНИЙ УНІВЕРСИТЕТ

(повне найменування вищого навчального закладу)

Факультет електроенергетики та електромеханіки
Кафедра електротехнічних систем електроспоживання та енергетичного менеджменту
Освітній ступінь – магістр
Спеціальність 141 – Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка

ЗАТВЕРДЖУЮ
Завідувач кафедри ЕСЕЕМ
д.т.н., проф., Бурбело М.Й.

«14» вересня 2022 р.

ЗАВДАННЯ НА КВАЛІФІКАЦІЙНУ МАГІСТЕРСЬКУ ДИПЛОМНУ РОБОТУ Верестюку Денису Романовичу

1. Тема роботи Підвищення ефективності функціонування системи електропостачання Приватного акціонерного товариства «Маяк», місто Вінниця шляхом впровадження засобів телемеханіки та телекомунікацій, керівник Войтюк Юрій Петрович, к.т.н., доц., затверджені наказом по ВНТУ від «14» вересня 2022 року, №203

2. Строк подання студентом роботи «10» грудня 2022 року.

3. Вихідні дані: генплан підприємства; відомості про електричні навантаження цехів (Додаток Б); відомості про особливості технологічних процесів та навколишнього середовища (внутрішнього та зовнішнього); відомості про електричні навантаження підприємства; відомості про джерела живлення, їх віддаленість; генплан РП; основні техніко-економічні показники.

4. Зміст розрахунково-пояснювальної записки

Анотація

Вступ

1. Загальні відомості про підприємство

2. Автоматизоване проектування системи електропостачання пат «маяк»

3. Проектування системи телемеханіки

4. Економічний розрахунок

5. Охорона праці та безпека в надзвичайних ситуаціях.

Висновки.

Список літератури

Додатки.

5. Перелік графічного матеріалу

- Генплан підприємства

- Схема головних кіл РП-10 кВ

- Схема живлення ТМ

- Схема електрична принципова. Телесигналізація

- Схема електрична принципова. Телекомунікація

6. Консультанти розділів роботи

Розділ	Прізвище, ініціали та посада консультанта	Підпис, дата	
		завдання видав	завдання прийняв
Спеціальний розділ роботи	Войтюк Ю.П., доц., каф. ЕСЕМ, к.т.н. доцент		
Економічна частина	Шулле Ю.А., доц., каф. ЕСЕМ, к.т.н.		
Охорона праці та безпека в надзвичайних ситуаціях	Кобилянський О.В., зав. кафедри БЖДПБ, д.пед.н., професор		

7. Дата видачі завдання «24» вересня 2022 року

КАЛЕНДАРНИЙ ПЛАН

№ з/п	Назва етапів дипломного роботи	Строк виконання етапів роботи	Примітка
1	Загальні відомості про підприємство	30.09.22	
2	Підвищення ефективності енерговикористання	10.11.22	
3	Вибір системи освітлення	16.11.22	
4	Інноваційні рішення та їх економічний розрахунок	28.11.22	
5	Охорона праці та безпека в надзвичайних ситуаціях	10.12.22	

Студент

_____ (підпис)

Верестюк Д.Р.

(прізвище та ініціали)

Керівник магістерської кваліфікаційної роботи

_____ (підпис)

Войтюк Ю.П.

(прізвище та ініціали)

Нормоконтроль

_____ (підпис)

Войтюк Ю. П.

(прізвище та ініціали)

АНОТАЦІЯ

Верестюк Д.Р. Підвищення ефективності функціонування системи електропостачання Приватного акціонерного товариства «Маяк», місто Вінниця шляхом впровадження засобів телемеханіки та телекомунікацій. Магістерська робота. 141 – Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка. ФЕЕЕМ. Кафедра ЕСЕЕМ – Вінниця: ВНТУ, 2021 – 149 с.

В магістерській дипломній роботі проведено аналіз споживання енергетичних ресурсів Приватного акціонерного товариства «Маяк». Знайдено шляхи підвищення ефективності споживання енергоресурсів та запропоновано їх до впровадження. А також розроблені норми з охорони праці.

Ключові слова: *Телекомунікація, телесигналізація, категорія надійності електропостачання.*

Рисунків: 42 Таблиць: 15 Бібліографій: 44

UDC 621.311

ANNOTATION

Verestyuk D.R. Increasing the efficiency of the electricity supply system of the Mayak Private Joint Stock Company, Vinnytsia city by implementing telemechanics and telecommunications. Master's degree. 141 – Electropoenetics, electrotechnics and electromechanics. FEEEM. ECEEM Department - Vinnytsia: VNTU, 2021 - 107 p.

In the master's thesis, an analysis of energy consumption of private joint-stock company "Mayak" was carried out. Ways of increasing the efficiency of energy consumption by energy consumers were found and proposed for approval. And also the gilded noms from the protection of the father.

Keywords: Telecommunications, telesignaling, power supply reliability category.

Pictures: 42 tables: 15 bibliography: 44

ЗМІСТ

ПЕРЕЛІК УМОВНИХ СКОРОЧЕНЬ.....	6
ВСТУП	7
РОЗДІЛ 1 ЗАГАЛЬНІ ВІДОМОСТІ ПРО ПІДПРИЄМСТВО	9
1.1 Історична довідка про підприємство.....	9
1.2 Технічні дані по підприємству	11
РОЗДІЛ 2 АВТОМАТИЗОВАНЕ ПРОЕКТУВАННЯ СИСТЕМИ ЕЛЕКТРОПОСТАЧАННЯ ПАТ «МАЯК».....	16
2.1 Вихідні дані.....	16
2.2 Розробка бази даних.....	16
2.2.1 Створення бази загальних даних на робочому листі Excel	16
2.2.2 Створення бази технічних та економічних даних силових трансформаторів.....	18
2.2.3 Створення бази технічних та економічних даних проводів та кабелів	19
2.3 АВТОМАТИЗАЦІЯ ТЕХНІЧНИХ ПРОЕКТНИХ РОЗРАХУНКІВ	21
2.3.1 Визначення середніх та розрахункових навантажень цехів заводу методами коефіцієнтів використання та попиту з допомогою електронного процесора Excel	21
2.4 АВТОМАТИЗАЦІЯ ТЕХНІКО-ЕКОНОМІЧНИХ ПРОЕКТНИХ РОЗРАХУНКІВ	26
2.4.1 Автоматизація прийняття оптимальних проектних рішень на скінченній множині доступних рішень з допомогою функцій МИН (МАКС), ПОИСКПОЗ, ИНДЕКС робочого листа EXCEL	26
2.4.2 Визначення кількості та потужності цехових ТП.....	27
2.4.3 Розрахунок втрат потужності в цехових ТП	35
2.4.4 Визначення оптимального перерізу зовнішньої лінії живлення.....	37
2.4.5 Визначення струму короткого замикання за законом Ома з урахуванням еквівалентного опору системи.....	42
2.4.6 Визначення оптимальних перерізів КЛ 10 кВ	44
2.5 АВТОМАТИЗАЦІЯ ПРИЙНЯТТЯ ОПТИМАЛЬНИХ ПРОЕКТНИХ РІШЕНЬ.....	49
2.5.1 Автоматизація прийняття оптимальних проектних рішень на нескінченній множині доступних рішень з допомогою електронного процесора EXCEL	49

2.5.2	Визначення оптимальних координат розміщення ЦРП за критерієм мінімуму затрат в СЕП	50
2.5.3	Автоматизація прийняття оптимальних проектних рішень на нескінченній множині доступних з допомогою математичного моделювання та прийняття рішень СЕП MathCad.....	55
2.5.4	Визначення оптимальної потужності компенсувальних пристроїв 0,38 кВ за критерієм мінімуму затрат в СЕП	56
РОЗДІЛ 3 ПРОЕКТУВАННЯ СИСТЕМИ ТЕЛЕМЕХАНІКИ		62
3.1	Призначення і завдання системи	62
3.2	Функціональний склад.....	62
3.3	Структура системи	63
3.4	Коротка характеристика обладнання вводу-виводу даних.....	64
3.5	Коротка характеристика та налаштування LTE-роутера	70
3.6	Монтаж зовнішніх зв'язків	72
3.7	Телесигналізація.....	81
3.8	Телевимірювання	85
3.9	Телекерування	85
3.10	Налаштування при підключенні мікропроцесорних пристроїв	88
3.11	Експлуатація	92
3.12	Підключення до інтерфейсних роз'ємів процесорного модуля.....	93
3.13	Розрахунок часу роботи системи телемеханіки від акумулюючих батарей.....	94
РОЗДІЛ 4 ЕКОНОМІЧНИЙ РОЗРАХУНОК		97
4.1	Визначення класу наслідків (відповідальності) об'єкта будівництва пусконаладжувальних робіт	97
4.2	Розрахунок терміну окупності.....	103
РОЗДІЛ 5 ОХОРОНА ПРАЦІ ТА БЕЗПЕКА В НАДЗВИЧАЙНИХ СИТУАЦІЯХ		105
5.1	Технічні рішення щодо безпечної експлуатації об'єкта	106
5.2	Технічні рішення з гігієни праці та виробничої санітарії.....	111
5.3	Дослідження стійкості роботи системи електропостачання в умовах дії загрозливих чинників надзвичайних ситуацій	119
5.4	Розробка превентивних заходів по підвищенню стійкості роботи системи електропостачання в умовах дії загрозливих чинників НС.....	123
ВИСНОВКИ.....		126
СПИСОК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ		128

ДОДАТКИ.....	132
ДОДАТОК А.....	133
ДОДАТОК Б	136
ДОДАТОК В	138
ДОДАТОК Д.....	139
ДОДАТОК Е	140
ДОДАТОК Є	143
ДОДАТОК Ж.....	145
ДОДАТОК З.....	147

ПЕРЕЛІК УМОВНИХ СКОРОЧЕНЬ

РП - розподільчий пункт

ТП – трансформаторна підстанція

ПЛ – повітряна лінія

КЛ – кабельна лінія

ТМ – телемеханіка

АСУТП – автоматична система управління трансформаторними підстанціями

ВСТУП

Актуальність теми: Прийняття проектних рішень на ПАТ «Маяк» безпосередньо впливає на об'єм і трудомісткість монтажних робіт, зручність та безпечність експлуатації електротехнічних установок систем електропостачання. Тому актуальним є вибір оптимальних параметрів системи електропостачання: сучасного електрообладнання, провідниково-кабельної продукції. Важливими є заходи по підвищенню надійності електропостачання, а також якості електроенергії в мережах підприємства. Разом з тим, ефективним є використання відновлювальних джерел електроенергії на підприємстві. Для досягнення бажаних показників ефективності необхідно дослідити і оптимізувати параметри системи електропостачання на підприємстві, а також впровадити систему АСУТП.

Мета роботи: підвищення ефективності функціонування системи електропостачання Приватного акціонерного товариства «Маяк», місто Вінниця шляхом впровадження засобів телемеханіки та телекомунікацій.

Об'єкт дослідження: Споживання електроенергії ПАТ «Маяк».

Предмет дослідження: техніко-економічні показники роботи системи електропостачання ПАТ «Маяк».

Задача дослідження: Основними задачами під час виконання роботи є розроблення технічних рішень по підвищенню ефективності використання енергоресурсів на підприємстві, вибору енергоефективного обладнання, модернізації контролю якості електропостачання.

Наукова новизна: Вдосконалено автоматичну систему управління трансформаторних підстанцій ПАТ «Маяк» (АСУТП) шляхом обґрунтованого вибору аналізаторів мережі та маршрутизатора, що дозволяє ефективно контролювати процес енерговикористання на підприємстві.

Практичне значення одержаних результатів: Проведені дослідження дозволяють дізнатися термін окупності, річний прибуток, вартість АСУТП та кількість аналізаторів мережі, які необхідно встановити на промисловому підприємстві.

Апробація результатів магістерської кваліфікаційної роботи: Основні теоретичні положення й найвагоміші практичні результати виконаного дослідження було опубліковано в тезах доповіді [].

Публікації: За результатами досліджень опубліковано дві тези доповідей [].

РОЗДІЛ 1 ЗАГАЛЬНІ ВІДОМОСТІ ПРО ПІДПРИЄМСТВО

1.1 Історична довідка про підприємство

Історію підприємства було покладено у 1968 році, коли розпочалося будівництво Вінницького заводу радіотехнічної апаратури – великого підприємства оборонної промисловості колишнього СРСР. 21 липня 1969 року було засновано Вінницький завод радіотехнічної апаратури. Це була єдина структура Міністерства радіопромисловості СРСР, яка будувалась і працювала як підприємство з випуску блоків живлення алфавітно-цифрових друкарських приладів для ЕОМ військово-промислового комплексу, а також зварювальних апаратів, трансформаторів, електричних обігрівачів для масового споживання. Завод спеціалізувався на масовому виробництві засобів обчислювальної техніки та виробів силової електроніки. Початок 90-х – важкий час для більшості підприємств та промислового комплексу в цілому, але незважаючи на всі труднощі, саме економічна ситуація, що склалася, послужила новим поштовхом у розвитку ВЗРТА «Маяк».

У 1991 року на базі заводу було створено відкрите акціонерне товариство «Маяк», яке сьогодні є одним із найбільших промислових підприємств в Україні. У 1994 році, відповідно до рішення Міністерства машинобудування, військово-промислового комплексу та конверсії України, державний ВЗРТА реструктурований у ВАТ «Маяк».

ВАТ «Маяк» включає такі дочірні підприємства. Це «Зовнішньоекономічна фірма «Маяк», «Автомобіліст «Маяк», «Житлово-експлуатаційний комплекс», Культурно-спортивний комплекс «Маяк ЛТД», «Теплокомуненерго «Маяк ЛТД» та «Лікувально-оздоровчий спортивний комплекс «Маяк ЛТД».

У 1997 року було зареєстровано торгову марку «Термія», під якою виготовляється продукція підприємства. Підприємство щорічно розробляє нові вироби, розширює номенклатуру своєї продукції, виходячи з найсучасніших технологій із застосуванням комплектуючих виробів

провідних світових фірм, використовуючи високоякісні, екологічно чисті матеріали. Вся продукція проходить багаторівневу систему випробувань та контролю, сертифікована в Україні, країнах СНД та Євросоюзу.

23 березня 2012 р. підприємство реорганізовано на публічне акціонерне товариство.

У вересні 2014 р. завод «Маяк» відсвяткував 45-річний ювілей.

15 травня 2017 року публічне акціонерне товариство «Маяк» було перейменовано на Приватне акціонерне товариство «Вінницький завод «Маяк»».

У складі ПрАТ «Вінницький завод «Маяк» на сьогодні налічується 4 дочірніх підприємств:

ДП «Зовнішньоекономічна фірма «Маяк», ДП «Житлово-експлуатаційний комплекс», ДП «Теплокомуненерго «Маяк», ДП «Автомобіліст «Маяк», а також 3 товариства з обмеженою відповідальністю: ТОВ «Теплокомуненерго Маяк ЛТД», ТОВ «Культурно-спортивний комплекс Маяк ЛТД, ТОВ Лікувально-оздоровчий комплекс Маяк ЛТД.

2019 року завод відсвяткував свій славетний 50-річний ювілей.

Гармонійно поєднавши традиції оборонного комплексу та передових технологій провідних світових виробників у поєднанні із сучасним дизайном, наше підприємство сьогодні займається розробкою та виготовленням широкою гамою побутової техніки, електрообігрівальних приладів та радіаторів (мідно-алюмінієвих, сталевих) для систем опалення під власною торговою маркою «Термія».

Щорічно розробляються нові вироби, розширюються модельні ряди своєї продукції, виходячи з сучасних технологій із застосуванням комплектуючих виробів провідних європейських фірм. Підприємство зарекомендувало себе як виробник продукції з хорошим співвідношенням ціна-якість, гнучкими цінами та широким асортиментом товарів, оскільки воно працює з переконанням, що споживачі гідні найкращого.

1.2 Технічні данні по підприємству

На підприємстві встановлено комплектний розподільчий пристрій закритого типу для розподілення електроенергії на напрузі 10 кВ.

РП-10 кВ комплектується комірками типу КСО-272.

Ввідні комірки комплектуються вакуумними вимикачами типу ВВ/ВЛ-12-20/1000.

Комірки на відхідні лінії до трансформаторів обладнуються вимикачами навантаження типу ВНА-10/630 та запобіжниками для захисту трансформаторів типу ПКТ013- 10-160-31,5. Секційні комірки обладнані вакуумним вимикачем ВВ/ВЛ-12-20/1000 і секційним роз'єднувачем типу РВЗ-10/630.

Обране обладнання стійке до струмів КЗ.

Відстань від підприємства до живлячої підстанції енергосистеми 9,11 км.

Кабелі 10 кВ прокладаються в землі у відритій одній траншеї на глибині 1 м і прокладаються в ПЕ трубах. При прокладанні кабелів в траншеї вони повинні мати знизу підстилку, а зверху засипку шаром піску або дрібної землі, що не містить каміння, будівельного сміття і жужелю.

В місцях перетинів з інженерними спорудами кабелі прокладаються в ПЕ трубах з діаметром умовного проходу 160 мм. На ділянці перетину плюс 1 м в кожен бік при перетині кабелю та плюс по 2 м по обидва боки від полотна дороги.

Прокладку кабелів виконано згідно СПиП 3.05.06-85 „Електротехнические устройства” та ПУЕ. [3]

Відстань у світлі від кабелю, прокладеного у землі, до фундаментів будинків і споруд повинна бути не меншою 0,6 м. При прокладанні безпосередньо в землі під фундаментами будинків і спорудами не допускається.

Заземлення корпусів кабельних муфт виконується приєднанням до існуючих контурів заземлення.

Вздовж кабельної лінії встановлюється охоронна зона - 1 м, по обидва боки від кабелю.

Щоб уникнути пошкодження кабелю в місцях зміни траси необхідно дотримуватися мінімального вигину, що складає - 600 мм.

Прокладка кабелю підлягає прийманню із складанням актів огляду прихованих робіт.

Заземлюючий пристрій РП-10 кВ виконується по нормованому опору відповідно вимогам глави 1.7. "Правил устроюства електроустановок". Опір розтіканню струму по заземлюючому пристрою в будь-яку пору року не повинен перевищувати 4 Ом. Всі металоконструкції РП-10 кВ повинні бути надійно заземлені. [3]

Захист від перенапруги здійснюється шляхом встановлення обмежувачів перенапруг.

Підстанція живить такі системи:

1. Освітлення – природне та штучне. Джерелом світла є лампи розжарювання та люмінесцентні лампи. Освітленість приміщення прийнята згідно ДБН В.2.5-28-2006.

2. Джерелом водопостачання є міські мережі.

3. Система опалення – джерелом теплопостачання є власна електростанція. В приміщеннях запроектована водяна горизонтальна тупикова система опалення. Температура в приміщеннях підтримується за допомогою регулятора температури.

4. Вентиляція – загальнообмінна з механічним та природним спусканням. Припливне повітря підігрівається в повітропроводі за допомогою електрокалорифера. Піднімання температури – автоматичне. Повітропроводи виконані з оцинкованої сталі. Вентобладнання знаходиться в венткамері.

5. Система каналізації – підключено до міських мереж.

Система електропостачання є досить надійною та розрахована на зміни потужності виробництва. Надійність системи забезпечується живленням

напряму від підстанції, наявністю внутрішнього реверсивного електропостачання та джерела безперебійного живлення.

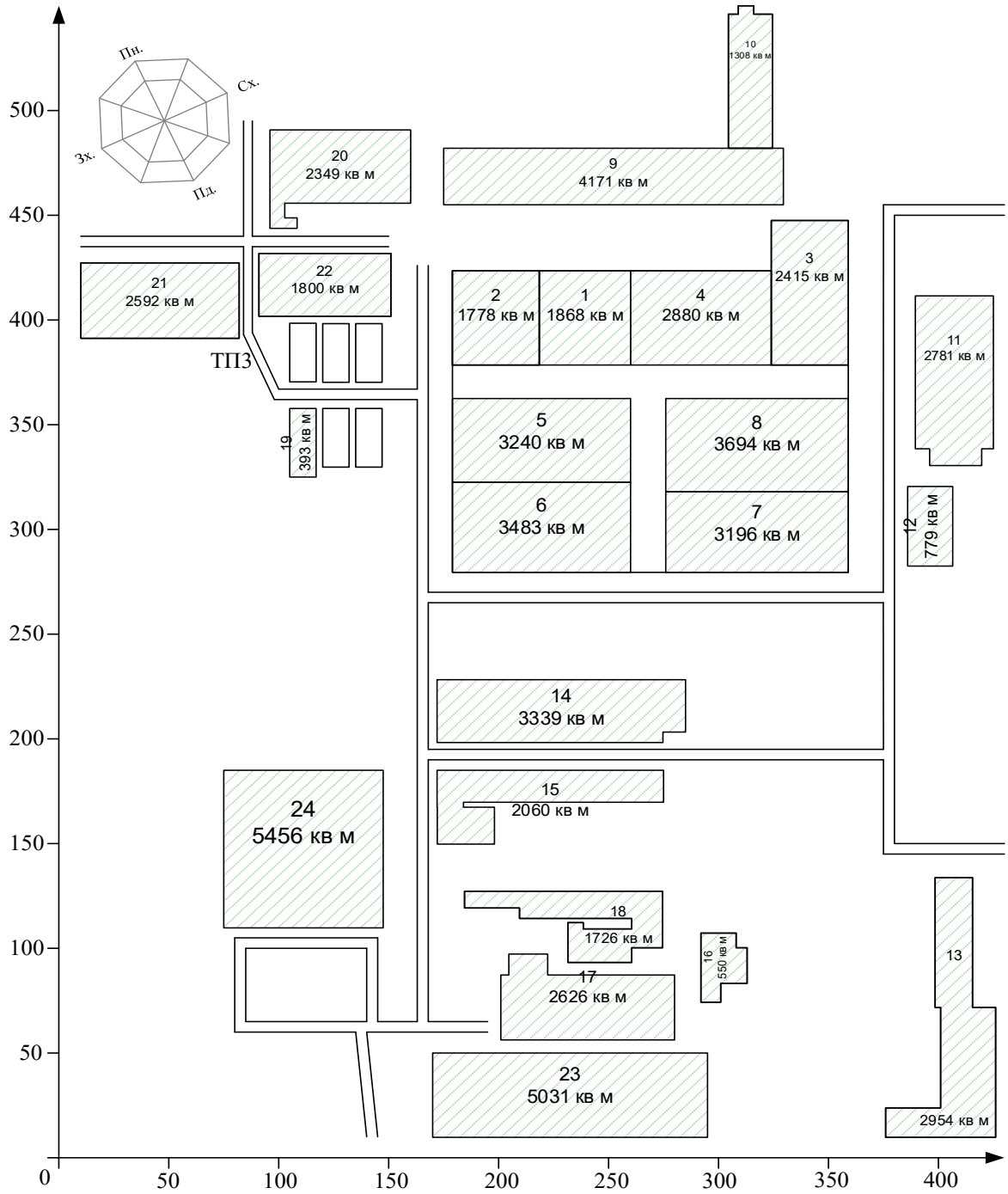


Рисунок 1.1 – Генплан ПАТ «Маяк»

Дані про електричне навантаження ПАТ «Маяк» подано у таблиці 1.1.

Таблиця 1.1 - Дані про електричне навантаження ПАТ «Маяк»

№	Цех	Рн, кВт
	2	3
1	Механічний	150
2	Заготівельний	150
3	Ковально-штампувальний	280
4	Зварювальний	250
5	Субабонент №1	300
6	Сталеалюмінієвого лиття	610
7	Інструментальний	360
8	Лакофарбних і гальванічних покриттів	610
9	Збирально-монтажний	230
10	Субабонент №2, адмінкорпус	170
11	Ремонтно-механічний	280
12	Очисні споруди	200
13	Субабонент №3	1100
14	Субабонент №4	160
15	Відділ випробувань	180
16	Будівельно-монтажний	70
17	Нестандартного обладнання	120
18	Тарно-пакувальний	40
19	Склади ОМТС	60
20	Субабонент №5	400
21	Типографія	80
22	Термопластавтоматів	400
23	КСК "Маяк"	40
24	Субабонент №6	200
	Всього по підприємству	6440

Схема головних кіл РП-10 кВ зображена на рисунку 1.2.

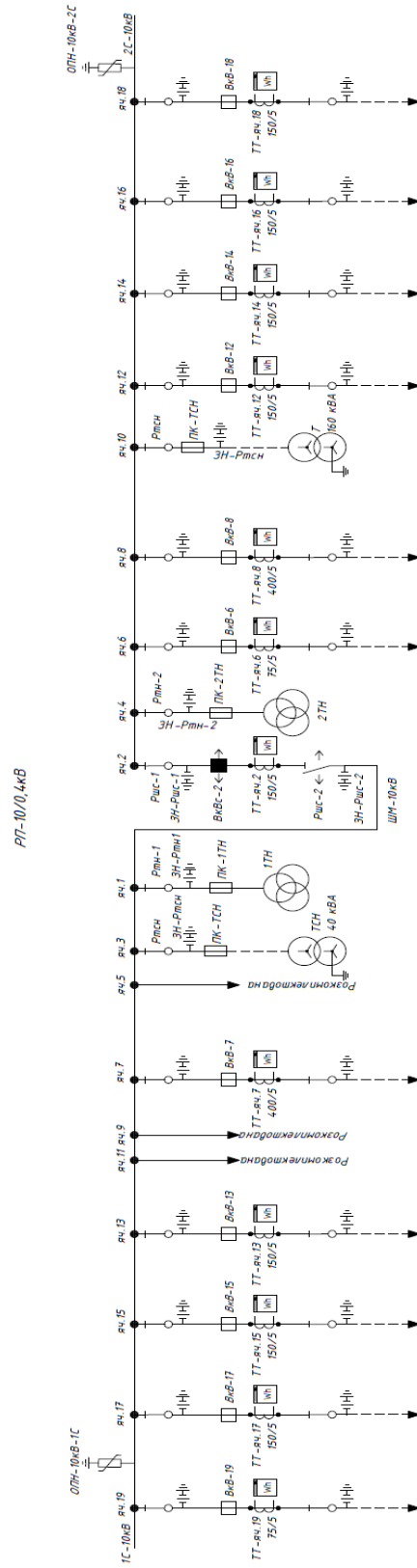


Рисунок 1.2 – Схема головних кіл РП-10 кВ

РОЗДІЛ 2 АВТОМАТИЗОВАНЕ ПРОЕКТУВАННЯ СИСТЕМИ ЕЛЕКТРОПОСТАЧАННЯ ПАТ «МАЯК»

2.1 Вихідні дані

В даній магістерській роботі здійснюється проектування системи електропостачання ПАТ «Маяк». Генплан об'єкта показано на рисунку 1.1.

Відстань від підприємства до живлячої підстанції енергосистеми 9,11 км.

Потужність короткого замикання зі сторони 10 кВ живлячої підстанції складає $S_{кз}=75$ МВА.

Вхідна реактивна потужність складає $Q_{вх}=1598$ квар.

Час використання максимального навантаження $T_m=4200$ год/рік.

Час максимальних втрат складає $\tau_m=2592,399$ год/рік.

Тариф за активну електроенергію $t=2,5$ грн/кВт*год.

2.2 Розробка бази даних

Грамотно розроблена і структурована база даних є однією із ключових складових при автоматизованому проектуванні мережі електропостачання підприємства. Така база даних дозволяє утримувати всі дані в єдиному екземплярі, що дозволяє уникнути необхідного контролю ідентичності всіх копій даних, синхронізувати підтримку даних для всіх користувачів цих даних, а також забезпечує однократне введення даних та їх багаторазове використання.

База даних магістерської роботи розташована на окремому робочому листі Excel і має назву «БД». Вона містить в собі базу загальних даних, базу технічних та економічних даних силових трансформаторів та кабельних ліній напругою 10 кВ.

2.2.1 Створення бази загальних даних на робочому листі Excel

На листі табличного процесора MS Excel під назвою "БД" створена база даних.

База загальних даних магістерської роботи утримує наступні параметри:

- 1) довжина лінії живлення;
- 2) номінальна напруга мережі в точці к. з.;
- 3) потужність к. з. в характерній точці джерела живлення;
- 4) вхідна реактивна потужність, квар;
- 5) час використання максимального навантаження;
- 6) час максимальних втрат;
- 7) тариф за активну електроенергію, грн/кВт;
- 8) питома вартість втрат, грн/кВт;
- 9) коефіцієнт ефективності капіталовкладень;
- 10) відсотки відрахувань на амортизацію для:
 - ПЛ 0,4-10 кВ;
 - КЛ (6) 10 кВ;
 - ТП;
 - КТП;

База загальних даних на листі EXCEL зображена на рисунку 2.1.

	A	B	C	D	E	F	G	H	I	J	K	L	M
1	БАЗА ДАНИХ до КП із САПР в ЕС												
2													
3	ЗАГАЛЬНІ ПАРАМЕТРИ ПРОЕКТУ												
4													
5	Довжина лінії живлення, км									L=	0,85	K5=	L
6	Номінальна напруга мережі в точці КЗ, кВ									U=	10	K6=	U
7	Потужність КЗ в характерній точці джерела живлення, МВА									Sкз=	75	K7=	Sкз
8	Вхідна реактивна потужність на одну лінію живлення, квар									Qвх=	1598	K8=	Qвх
9													Qвх= 0,3*Pсум
10	Час використання максимального навантаження, год									Tм=	4200	K10=	Tм
11	Час максимальних втрат, год									τ=	2592,399	K11=	τ
12	Тариф за активну електроенергію, грн/кВт*год									t=	2,50	K12=	t
13	Питома вартість втрат, грн/кВт									Bo=	6481,00	K13=	Bo
14	Коефіцієнт ефективності капіталовкладень									Ee=	0,1	K14=	Ee
15													
16	Відрахування на амортизацію							Ea, %	Tc, років				
17	ПЛ 0,4-10 кВ на з. б. опорах							3%	33				
18	на дерев'яних опорах							6%	17				
19	КЛ 6-10 кВ із свинцевою оболонкою							2%	50				
20	алюмінієвою оболонкою							4%	50				
21	пластмасовою оболонкою							5%	25				
22	ТП 10-750 кВ - електрообладнання							4,4%	23	H20:=Ea_kl			
23	ТП в цілому							3,6%	---	H17:=Ea_pl			
24	Мачтові ТП та КТП 6-35 кВ							6,6%	16	H23:=Ea_ТП			
25													

Рисунок 2.1 - База загальних даних

2.2.2 Створення бази технічних та економічних даних силових трансформаторів

Створюємо аналогічно базу технічних та економічних даних силових трансформаторів на тому ж листі Excel "база даних" (рисунок 2.2).

Дана база даних утримує такі параметри:

- 1) потужності трансформаторів 10 кВ;
- 2) напруга трансформаторів ВН;
- 3) втрати к. з. трансформаторів;
- 4) втрати х. х. трансформаторів;
- 5) струм х. х. трансформаторів;
- 6) напругу к. з. трансформаторів;
- 7) вартості одно- та двотрансформаторних ТП.

База технічних та економічних даних силових трансформаторів наведена на рисунку 2.2.

	A	B	C	D	E	F	G	H	I	J	K	L	M	N	O
28	ТЕХНІКО-ЕКОНОМІЧНІ ХАРАКТЕРИСТИКИ ТРАНСФОРМАТОРІВ														
29															
30	Параметри трансформаторів 10 кВ														
31	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	A34:A42:=	St			
32	St	Unt	DPxx	DPk	Ixx	Uk	Rt	Xt	Kt1,	Kt2,	B34:B42:=	Unt			
33	кВА	кВ	кВт	кВт	%	%	Ом	Ом	тис. грн	тис.грн	C34:C42:=	dP_xx			
34	63	10	0,24	1,28	2,8	4,5	32,25	63,73	88,70	215,51	D34:D42:=	dPk			
35	100	10	0,33	1,97	2,6	4,5	19,70	40,46	99,83	228,85	E34:E42:=	Ixx			
36	160	10	0,51	3,1	2,4	4,5	12,11	25,38	113,36	246,26	F34:F42:=	Uk			
37	250	10	0,74	4,2	2,3	4,5	6,72	16,70	132,23	268,79	G34:G42:=	Rt			
38	400	10	0,95	5,9	2,1	4,5	3,69	10,63	156,49	322,61	H34:H42:=	xt			
39	630	10	1,31	8,5	2	5,5	2,14	8,46	183,47	358,94	I34:I42:=	Kt1			
40	1000	10	2,1	10,5	1,4	6	1,05	5,91	213,84	423,52	J34:J42:=	Kt2			
41	1600	10	2,8	18	1,3	5,5	0,70	3,36	250,81	526,50	Rt=dPk*(Unt^2)*1000/(St^2)				
42	2500	10	3,85	23,5	1	6,5	0,38	2,57	293,83	602,39	xt=(KOPENb((Uk/100)^2-(dPk/St)^2)*Unt^2*1000)/St				

Рисунок 2.2 - База економічних та технічних даних силових трансформаторів 10 кВ

2.2.3 Створення бази технічних та економічних даних проводів та кабелів

На тому ж листі Excel "БД" створюємо базу технічних та економічних даних проводів ПЛ та КЛ. База даних ПЛЕП зображена на рисунку 2.3 і утримує наступні дані:

- 1) стандартний переріз ПЛ 10 кВ;
- 2) активний питомий опір для кожного з перерізів ПЛ;
- 3) реактивний питомий опір для кожного з перерізів ПЛ;
- 4) допустимий струм згідно ПУЕ для перерізу ПЛ;
- 5) питому вартість одно- та дволанцюгової лінії кожного перерізу.

База даних КЛЕП зображена на Рисунок і утримує такі дані:

- 1) стандартний переріз КЛ 0,38 (10) кВ;
- 2) активний питомий опір для кожного перерізу КЛ;
- 3) реактивний питомий опір для кожного перерізу КЛ;
- 4) допустимий струм згідно ПУЕ для кожного перерізу КЛ;
- 5) питому вартість КЛ кожного перерізу.

На рисунку 2.4 зображена база даних КЛ.

	A	B	C	D	E	F	G	H	I	J	K	L	
45	ТЕХНІКО-ЕКОНОМІЧНІ ХАРАКТЕРИСТИКИ ПЛ												
46													
47	АС; АпС; АСК; АпСК; АСКП; АпСКП; АСКС; АпСКС												
48	1	2	3	4	5	6	7						
49	Пере-	Діа-			10 кВ	Dcp = 1250							
50	різ,	метр,	Ro	Iдоп	Xo	Ko1,	Ko2,						
51	мм ²	мм	Ом/км	A	Ом/км	т.грн/км	т.грн/км						
52	10	4,5	2,766	84	0,412	55,65	67,36						
53	16	5,6	1,801	111	0,399	60,43	91,8						
54	25	6,9	1,176	142	0,385	62,3	95,22						
55	35	8,4	0,79	175	0,373	65,2	99,27	G49:=Dcp					
56	50	9,6	0,603	210	0,365	68,26	103,57	A52:A63:=	Fpl				
57	70	11,4	0,428	265	0,354	74,69	113,51	B52:B63:=	dpl				
58	95	13,5	0,31	330	0,343	83,17	125,48	C52:C63:=	ROpl				
59	120	15,2	0,25	390	0,336	89,98	134,76	D52:D63:=	Idoppl				
60	150	16,8	0,199	450	0,330	101,62	156,07	E52:E63:=	XOpl				
61	185	18,8	0,158	520	0,323	148,63	195,4	F52:F63:=	Ko1pl				
62	240	21,6	0,122	605	0,314	166,82	208,45	G52:G63:=	Ko2pl				
63	300	24	0,099	710	0,307	178,72	226,74	XOpl=ЕСЛИ(dpl=""; "", 0,1445*LOG(2*Dcp/dpl))+0,0157)					

Рисунок 2.3 - База технічних та економічних даних ПЛ

	A	B	C	D	E	F	G	H	I	J
66	ТЕХНІКО-ЕКОНОМІЧНІ ХАРАКТЕРИСТИКИ КЛ									
67										
68	Алюмінієві кабельні лінії з паперовою ізоляцією									
69	1	2	3	4	5	6	7	8		
70	Пере-		0,38 кВ				10 кВ			
71	різ,	R ₀	X ₀	I _{доп}	K _{ол} ,	X ₀	I _{доп}	K _{ол} ,		
72	мм ²	Ом/км	Ом/км	A	т.грн/км	Ом/км	A	т.грн/км		
73	10	3,1	0,073	65	16,875	0,122	50	21,461		
74	16	1,94	0,0675	75	23,857	0,113	75	31,012		
75	25	1,24	0,0662	90	34,362	0,099	90	44,669		
76	35	0,89	0,0637	115	44,919	0,095	115	58,394	A73:A84:=	Fkl
77	50	0,62	0,0625	140	63,911	0,09	140	83,084	B73:B84:=	R0kl
78	70	0,443	0,0612	165	87,406	0,086	165	113,627	C73:C84:=	X0kl03B
79	95	0,326	0,0602	205	113,281	0,083	205	147,265	D73:D84:=	Idopkl03B
80	120	0,258	0,0602	240	143,348	0,081	240	186,352	E73:E84:=	Ko1kl03B
81	150	0,206	0,0596	275	176,726	0,079	275	229,745	F73:F84:=	X0kl10
82	185	0,167	0,0596	310	237,947	0,077	310	309,330	G73:G84:=	Idopkl10
83	240	0,129	0,0587	355	330,010	0,075	355	429,012	H73:H84:=	Ko1kl10

Рисунок 2.4 - База технічних та економічних даних КЛ

2.3 АВТОМАТИЗАЦІЯ ТЕХНІЧНИХ ПРОЕКТНИХ РОЗРАХУНКІВ

2.3.1 Визначення середніх та розрахункових навантаження цехів заводу методами коефіцієнтів використання та попиту з допомогою електронного процесора Excel

Визначення середніх та розрахункових навантажень здійснюється за методами коефіцієнтів використання та попиту відповідно [5].

Визначення розрахункової потужності цехів і заводу в цілому здійснюємо за допомогою електронної таблиці (рисунок 2.5).

Активна потужність електричного освітлення і-того цеху:

$$P_{poi} = K_{noi} \cdot F_i \cdot p_{numi} \cdot k_{пра}, \quad (2.1)$$

Реактивна потужність електричного освітлення і-того цеху:

$$Q_{poi} = K_{noi} \cdot F_i \cdot p_{numi} \cdot k_{пра} \cdot tg_o, \quad (2.2)$$

де K_{noi} - коефіцієнт попиту освітлювального навантаження і-того цеху;

F_i - площа і-того цеху, м²;

p_{numi} - питома густина освітлювального навантаження і-того цеху, кВт/м²;

$k_{пра}$ - коефіцієнт втрат потужності в пускорегулювальній апаратурі;

tg_o - коефіцієнт реактивної потужності освітлювальної мережі.

Середнє активне навантаження і-того цеху:

$$P_{ci} = K_{vi} \cdot P_{номi} + P_{poi}, \quad (2.3)$$

де $P_{номі}$ - номінальна потужність і-того цеху, кВт;

$K_{ві}$ - коефіцієнт використання і-того цеху (відношення середньої по цеху активної потужності окремих приймачів до суми номінальних активних потужностей електроприймачів цеху).

Середнє реактивне навантаження і-того цеху:

$$Q_{сі} = P_{сі} \cdot \operatorname{tg} \varphi_i, \quad (2.4)$$

де $\operatorname{tg} \varphi_i$ - коефіцієнт реактивної потужності і-того цеху.

Повне середнє навантаження і-того цеху:

$$S_{сі} = \sqrt{P_{сі}^2 + Q_{сі}^2}. \quad (2.5)$$

Активне розрахункове навантаження і-того цеху:

$$P_{рі} = K_{ні} \cdot P_{номі} + P_{роі}, \quad (2.6)$$

де $K_{ні}$ - коефіцієнт попиту і-того цеху (відношення розрахункової активної потужності до номінальної активної потужності приймача);

Реактивне розрахункове навантаження і-того цеху:

$$Q_{рі} = K_{ні} \cdot P_{номі} \cdot \operatorname{tg} \varphi_i + Q_{роі}. \quad (2.7)$$

Повне розрахункове навантаження і-того цеху:

$$S_{рі} = \sqrt{P_{рі}^2 + Q_{рі}^2}. \quad (2.8)$$

Розрахунковий струм і-того цеху

$$I_{pi} = \frac{S_{pi}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном}}. \quad (2.9)$$

де $U_{ном}$ - номінальна напруга мережі.

Навантаження всіх цехів:

$$P_{c\Sigma} = \sum_{i=1}^N P_{ci}; \quad (2.10)$$

$$Q_{c\Sigma} = \sum_{i=1}^N Q_{ci}; \quad (2.11)$$

$$P_{p\Sigma} = \left(\sum_{i=1}^N P_{номi} \cdot k_{ли} \right) \cdot K_o + P_{po\Sigma}; \quad (2.12)$$

$$Q_{p\Sigma} = \left(\sum_{i=1}^N P_{номi} \cdot k_{ли} \cdot tg_{\phi i} \right) \cdot K_o + Q_{po\Sigma}; \quad (2.13)$$

де $P_{c\Sigma}$ - сумарна середня активна потужність, кВт;

$Q_{c\Sigma}$ - сумарна середня реактивна потужність, кВАр;

$Q_{p\Sigma}$ - сумарна розрахункова реактивна потужність, кВАр;

K_o - коефіцієнт одночасності максимумів навантаження.

N - кількість цехів.

Повне сумарне навантаження визначається за формулою:

$$S_{c\Sigma} = \sqrt{P_{c\Sigma}^2 + Q_{c\Sigma}^2}; \quad (2.14)$$

$$S_{p\Sigma} = \sqrt{P_{p\Sigma}^2 + Q_{p\Sigma}^2}, \quad (2.15)$$

де $S_{c\Sigma}$ - повне середнє навантаження;

$S_{p\Sigma}$ - повне розрахункове навантаження;

Сумарний струм:

$$I_{p\Sigma} = \frac{S_{p\Sigma}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном}}. \quad (2.16)$$

Результати розрахунку по даній задачі наведено на рисунку 2.5 та знаходяться у комірках О4:О20 - Pсі, Р4:Р20 - Qсі, Q4:Q20 - Sсі, R4:R20 - Pрі, S4:S20 - Qрі, Т4:Т20 - Sрі. V4:V20 - роі. При цьому повна середня потужність заводу складає $S_{сум} = 4720,83$ кВА, а повна розрахункова потужність з урахуванням коефіцієнта одночасності максимумів навантаження складає $S_{рsum} = 6453,95$ кВА.

№	А	В	С	D	E	F	G	H	I	J	K	L	M	N	Середні навання			Розрах. навання			U	V
															Рн, кВт	cos	tg	Кп	Кв	Глоша, м ³		
2	№	Цех	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22
4	1	Механічний	150	0.8	0.75	0.8	0.45	1868	0.85	0.016	1.2	0.48	14.63	30.49	97.99	65.26	117.73	150.49	104.63	183.29	278.48	0.10
5	2	Заготовельний	150	0.8	0.75	0.8	0.3	1778	0.85	0.014	1.2	0.48	12.19	25.39	70.39	45.94	84.05	145.39	102.19	177.71	270.00	0.10
6	3	Ковально-штампувальний	280	0.7	1.02	0.7	0.5	2415	0.85	0.012	1.2	0.48	14.19	29.56	169.56	157.02	231.09	225.56	214.15	311.03	472.55	0.13
7	4	Зварювальний	250	0.7	1.02	0.6	0.5	2880	0.85	0.014	1.2	0.48	19.74	41.13	166.13	147.27	222.00	191.13	172.77	257.64	391.45	0.09
8	5	Сувоабонт №1	300	0.8	0.75	0.6	0.3	3240	0.85	0.015	1.2	0.48	23.79	49.57	139.57	91.29	166.78	229.57	158.79	279.14	424.11	0.09
9	6	Сталеалюмінієвого лиття	610	0.85	0.62	0.6	0.7	3339	0.85	0.015	1.2	0.48	24.52	51.09	478.09	289.15	558.73	417.09	251.35	486.97	739.87	0.15
10	7	Інструментальний	360	0.8	0.75	0.7	0.4	3196	0.85	0.015	1.2	0.48	23.47	48.90	192.90	131.47	233.44	300.90	212.47	368.35	559.66	0.12
11	8	Лакофаронних і гальванічних	610	0.85	0.62	0.6	0.5	3694	0.85	0.013	1.2	0.48	23.51	48.98	353.98	212.53	412.89	414.98	250.34	484.64	736.34	0.13
12	9	Збрально-монтажний	230	0.8	0.75	0.8	0.4	4171	0.85	0.016	1.2	0.48	32.67	68.07	160.07	101.67	189.63	252.07	170.67	304.42	462.51	0.07
13	10	Сувоабонт №2, адмінкорпус	170	0.9	0.48	0.9	0.3	1308	0.9	0.016	1.2	0.48	10.85	22.60	73.60	35.55	81.74	175.60	84.95	195.07	296.38	0.15
14	11	Ремонтно-механічний	280	0.8	0.75	0.6	0.45	2781	0.85	0.016	1.2	0.48	21.79	45.39	171.39	116.29	207.11	213.39	147.79	259.57	394.37	0.09
15	12	Очисні споруди	200	0.85	0.62	0.8	0.75	779	0.85	0.016	1.2	0.48	6.10	12.71	162.71	99.06	190.50	172.71	105.26	202.26	307.31	0.26
16	13	Сувоабонт №3	1100	0.8	0.75	0.8	0.3	2954	0.85	0.017	1.2	0.48	24.59	51.22	381.22	272.09	468.36	931.22	684.59	1155.78	1756.03	0.39
17	14	Сувоабонт №4	160	0.85	0.62	0.8	0.3	3339	0.85	0.015	1.2	0.48	24.52	51.09	99.09	54.27	112.97	179.09	103.85	207.02	314.53	0.06
18	15	Відділ виробувань	180	0.8	0.75	0.7	0.5	2060	0.85	0.012	1.2	0.48	12.10	25.21	115.21	79.60	140.04	151.21	106.60	185.01	281.10	0.09
19	16	Будівельно-монтажний	70	0.7	1.02	0.6	0.55	550	0.85	0.014	1.2	0.48	3.77	7.85	46.35	43.05	63.26	49.85	46.62	68.25	103.70	0.12
20	17	Нестандартного обладнання	120	0.8	0.75	0.6	0.5	2626	0.85	0.013	1.2	0.48	16.71	34.82	94.82	61.71	113.14	106.82	70.71	128.11	194.64	0.05
21	18	Тарно-пакувальний	40	0.7	1.02	0.6	0.37	1726	0.85	0.015	1.2	0.48	12.68	26.41	41.21	27.77	49.69	50.41	37.16	62.62	95.15	0.04
22	19	Склади ОМТС	60	0.8	0.75	0.6	0.31	393	0.6	0.012	1.1	1.73	5.38	3.11	21.71	19.33	29.07	39.11	32.38	50.78	77.15	0.13
23	20	Сувоабонт №5	400	0.85	0.62	0.9	0.7	2349	0.85	0.012	1.2	0.48	13.80	28.75	308.75	187.33	361.14	388.75	236.91	455.25	691.68	0.19
24	21	Типографія	80	0.8	0.75	0.7	0.2	2592	0.85	0.016	1.2	0.48	20.30	42.30	58.30	32.30	66.65	98.30	62.30	116.38	176.83	0.04
25	22	Термопластгазотоматів	400	0.8	0.75	0.8	0.6	1800	0.85	0.014	1.2	0.48	12.34	25.70	265.70	192.34	328.01	345.70	252.34	428.00	650.28	0.24
26	23	КСК "Маак"	40	0.85	0.62	0.9	0.7	5031	0.85	0.016	1.2	0.48	39.41	82.11	110.11	56.76	123.88	118.11	61.72	133.26	202.47	0.03
27	24	Сувоабонт №6	200	0.8	0.75	0.7	0.4	5456	0.85	0.013	1.2	0.48	34.73	72.35	152.35	94.73	179.39	212.35	139.73	254.19	386.21	0.05
28		Всього по підприємству	6440					62325					447.80	924.80	3931.20	2613.80	4720.83	5328.05	3642.15	6453.95	9805.76	0.10
29																						

Рисунок 2.5 - Розрахунок навантаження підприємства

2.4 АВТОМАТИЗАЦІЯ ТЕХНІКО-ЕКОНОМІЧНИХ ПРОЕКТНИХ РОЗРАХУНКІВ

Проектні рішення повинні бути допустимо-доступними. Тобто такими, які задовольняють всім необхідним умовам (обмеженням) та які можливо впровадити.

Проектні рішення на множині допустимо-доступних повинні бути оптимальними.

Оптимальне рішення повинно відповідати критерію оптимальності, що є необхідною і достатньою ознакою множини оптимальних рішень:

$$\{x^* \in X \mid K(x^*)\}, \quad (2.17)$$

де X - область допустимо-доступних рішень;

x^* - оптимальне рішення на множині допустимо-доступних;

K - критерій оптимальності.

Оптимальне проектне рішення задачі залежить від прийнятого критерію оптимальності, який в свою чергу тісно пов'язаний з поняттям показника ефективності рішення (ПЕР).

2.4.1 Автоматизація прийняття оптимальних проектних рішень на скінченній множині доступних рішень з допомогою функцій МИН (МАКС), ПОИСКПОЗ, ИНДЕКС робочого листа EXCEL

Якщо кількість варіантів проектного рішення кінцева, то підрахувавши показник ефективності кожного із цих варіантів, попередньо відкинувши недопустимі варіанти, можна знайти його мінімальне (максимальне) значення з допомогою функції робочого листа МИН (МАКС).

Функція МИН (МАКС) повертає мінімальне (максимальне) значення із

заданих числових даних [13]. Якщо ці числові дані є значеннями ПЕР різних варіантів проектного рішення, то повернуте функцією МИН (МАКС) значення відповідає оптимальному варіанту проектного рішення у випадку показника ефективності з від'ємним (додатнім) інгредієнтом.

Синтаксис цієї функції має вигляд:

МИН/МАКС(числовий вираз/назва числового масиву)

Для автоматизації пошуку оптимального значення ПЕР в якості аргументу функції МИН (МАКС) доцільно задати діапазон комірок, який утримує значення ПЕР різних варіантів проектного рішення.

З роботою інших функцій ми вже знайомі, а отже опишемо методи досягнення автоматизації за допомогою них.

Для автоматизації пошуку оптимального проектного рішення, яке відповідає оптимальному значенню ПЕР, знайденому функцією МИН (МАКС) необхідно використати функцію ПОИСКПОЗ в якості другого аргументу функції ИНДЕКС, а функцію МИН (МАКС) в свою чергу – в якості першого аргументу функції ПОИСКПОЗ. Отриманий таким чином вираз буде мати вигляд:

ИНДЕКС(масив; ПОИСКПОЗ(МИН(ПЕР); ПЕР; 0); стовпець в масиві),
де ПЕР – ім'я діапазону комірок, який утримує значення ПЕР варіантів проектного рішення.

2.4.2 Визначення кількості та потужності цехових ТП

При виборі трансформаторів ТП необхідно дотримуватись таких вимог:

- показником ефективності вибору трансформаторів ТП повинні бути річні приведені затрати в підстанцію;

- кількість стандартних потужностей трансформаторів цехових ТП на підприємстві не повинна перевищувати дві (максимум 3).

Приблизним орієнтиром оптимальної ступені потужності трансформаторів ЦТП виступає питома густина навантаження.

Оскільки підприємство належить до другої категорії електропостачання, то необхідно, щоб система електропостачання мала високу надійність, тому всі цехи заживлені двотрансформаторними підстанціями. Зорієнтувавшись на питому густину навантаження, яка складає $\sum p_0 = 0,14$ кВА/м², рекомендується обирати трансформатори потужністю менше 1000 кВА. Також доцільно розподілити навантаження між чотирма ЦТП, адже територія підприємства займає значну площу, де розташовані споживачі II та III категорії. Перша ЦТП заживить цехи під номером 1,2,4,5,6; друга ЦТП – 3,7,8,11,12; третя ЦТП – 9,10,19,20,21,22; четверта ЦТП – 13,14,15,16,17,18,23,24. Встановлення 4-х ЦТП дозволить знизити довжини кабельних ліній 0,38 кВ, що призведе до зниження втрат потужності.

Розподіл цехів між ЦТП та дані навантаження на ЦТП наведені на рисунку 2.6.

	A	B	C	D	E	F	G	H	I
	№ ТП	№ цеху	Назва цеху	Розрахункова активна потужність Pp, кВт	Розрахункова реактивна потужність Qp, кВАр	Повна розрахункова потужність Sp, кВА	Середня активна потужність Pс, кВт	Середня реактивна потужність Qс, кВАр	Повна середня потужність Sc, кВА
1									
2	ТП1	1	Механічний	150,486	104,633	183,287	97,986	65,258	117,728
3		2	Заготівельний	145,390	102,187	177,709	70,390	45,937	84,053
4		4	Зварювальний	191,126	172,771	257,642	166,126	147,266	222,003
5		5	Субабонент №1	229,572	158,795	279,140	139,572	91,295	166,778
6		6	Сталеалюмінієвого лиття	417,087	251,348	486,967	478,087	289,152	558,727
7				Всього по ТП1	1133,661	789,734	1381,617	952,161	638,908
8	ТП2	3	Ковально-штампувальний	225,560	214,149	311,025	169,560	157,017	231,095
9		7	Інструментальний	300,899	212,471	368,353	192,899	131,471	233,441
10		8	Лакофарбних і гальванічних покриттів	414,982	250,338	484,644	353,982	212,534	412,885
11		11	Ремонтно-механічний	213,386	147,785	259,565	171,386	116,285	207,112
12		12	Очисні споруди	172,713	105,261	202,262	162,713	99,064	190,497
13			Всього по ТП2	1327,540	930,005	1620,886	1050,540	716,371	1271,543
14	ТП3	9	Збирально-монтажний	252,071	170,674	304,416	160,071	101,674	189,632
15		10	Субабонент №2, адмінкорпус	175,602	84,950	195,071	73,602	35,550	81,738
16		19	Склади ОМТС	39,113	32,385	50,780	21,713	19,335	29,073
17		20	Субабонент №5	388,752	236,909	455,251	308,752	187,329	361,137
18		21	Типографія	98,301	62,305	116,383	58,301	32,305	66,653
19		22	Термопластавтоматів	345,704	252,338	428,002	265,704	192,338	328,013
20			Всього по ТП3	1299,543	839,560	1547,150	888,143	568,530	1054,525
21	ТП4	13	Субабонент №3	931,222	684,587	1155,783	381,222	272,087	468,361
22		14	Субабонент №4	179,087	103,849	207,018	99,087	54,269	112,975
23		15	Відділ випробувань	151,214	106,603	185,013	115,214	79,603	140,039
24		16	Будівельно-монтажний	49,854	46,618	68,255	46,354	43,048	63,260
25		17	Нестандартного обладнання	106,821	70,714	128,106	94,821	61,714	113,135
26		18	Тарно-пакувальний	50,408	37,161	62,625	41,208	27,775	49,694
27		23	КСК "Маяк"	118,106	61,722	133,261	110,106	56,764	123,877
28		24	Субабонент №6	212,347	139,726	254,194	152,347	94,726	179,395
29			Всього по ТП4	1799,059	1250,980	2191,247	1040,359	689,986	1248,369

Рисунок 2.6 - Розподіл цехів між ЦТП

Автоматизація розподілу навантажень досягається використанням функцій робочого листа ВПР та СУММ.

В комірках здійснено автоматизований вибір даних із бази даних за допомогою функції ВПР. Кожному номеру цеху дана функція знаходила його всі необхідні потужності. В підсумкових рядках функція СУММ додавала всі потужності в стовпчику.

Для автоматизованого розв'язку задачі вибору трансформаторів за допомогою електронного процесору Excel попередньо необхідно визначити наступні дані:

- 1) марку трансформаторів (ТМ);
- 2) середню та розрахункову потужності по ТП S_p , S_c , кВА;
- 3) нормативний коефіцієнт ефективності капіталовкладень в ТП E_e (приймається рівним 0,1);
- 4) коефіцієнт відрахувань на амортизацію в ТП E_a (для ТП складає 3,6 %);
- 5) питому вартість втрат потужності B_0 , грн./кВт (було розраховано раніше в загальній базі даних);
- 6) кількість трансформаторів ТП k_T , шт.;
- 7) коефіцієнт навантаження в нормальному режимі k_n .

Останній коефіцієнт буде розрахований відповідно наступних міркувань:

а) за таблицею G.1 ГОСТ 14209-97[8] знаходиться річна еквівалентна температура для регіону, в якому розташоване дане підприємство, тобто Київська область: $\Theta=10,7^{\circ}\text{C}$;

б) з таблиці 6 ГОСТ 14209-97 з системою охолодження ONAN, в нормальному режимі, для 20°C знаходиться коефіцієнт навантаження в нормальному режимі: $k_n=1$.

Складаємо математичну модель вибору потужності трансформаторів цехових ТП. Керованою змінною даної моделі буде S_T - потужність трансформатора, а показником ефективності 3 - річні приведені затрати в ТП.

$$Z(S_T) = B_{ТП}(S_T) + B_B(S_T) \rightarrow \min_{S_T \in S_{CT}}, \quad (2.18)$$

де $B_{ТП}(S_T)$ - річні приведені витрати в ТП потужністю S_T , визначаються як:

$$B_{ТП}(S_T) = (E_e + E_a)K_{ТП}(S_T, K_T), \quad (2.19)$$

де E_e - коефіцієнт ефективності капіталовкладень;

E_a - коефіцієнт відрахувань на амортизацію;

$K_{ТП}(S_T, K_T)$ - капіталовкладення в ТП в залежності від потужності S_T та кількості трансформаторів k_T .

$B_B(S_T)$ - вартість річних втрат електроенергії, визначається як:

$$B_B(S_T) = (\Delta P_{xx}(S_T) + \Delta P_{кз}(S_T) \cdot K_3^2) \cdot k_T \cdot t \cdot \tau, \quad (2.20)$$

де $\Delta P_{xx}(S_T)$ - втрати холостого ходу трансформатора потужністю S_T ;

$\Delta P_{кз}(S_T)$ - втрати короткого замикання трансформатора потужністю S_T

;

k_T - кількість трансформаторів;

K_3 - коефіцієнт завантаження трансформатора;

S_{CT} - множина стандартних потужностей трансформаторів, МВА;

τ - число годин максимальних втрат.

Коефіцієнт завантаження трансформатора розраховується наступним чином:

$$K_3 = \frac{S_{ТП}}{S_{ТП} \cdot k_T}. \quad (2.21)$$

Змінні втрати активної потужності в трансформаторах:

$$\Delta P_{зм} = \Delta P_{кз} \left(\frac{S_p^2}{S_T^2 \cdot k_T} \right), \quad (2.22)$$

$\Delta P_{кз}$ - втрати короткого замикання трансформатора;

S_T - потужність трансформатора ТП;

k_T - кількість трансформаторів.

Постійні втрати активної потужності розраховуються за формулою:

$$\Delta P_{пс} = \Delta P_{хх} \cdot k_T. \quad (2.23)$$

Сумарні втрати активної енергії будуть визначатись так[8]:

$$\Delta P = \Delta P_{пс} + \Delta P_{зм}. \quad (2.24)$$

При розв'язанні задачі необхідно враховувати такі обмеження[8]:

$$S_T \cdot k_T \cdot k_n \geq S_{ТПсм}, \quad (2.25)$$

де $S_{ТПсм}$ - середня потужність ТП.

$$k_T \geq 1 \Rightarrow k_{на} \cdot S_T \geq k_{нна} \cdot S_{ТП}, \quad (2.26)$$

де k_{na} - максимально допустимий коефіцієнт навантаження трансформатора в післяаварійному режимі ($k_{na}=1,3$). Значення даного коефіцієнта взято з ГОСТ 14209-97 (таблиця Н.1) для варіанта, коли перевантаження буде тривати 24 год, при середній добовій температурі 30°C , тобто для найгірших умов місцевості, де знаходиться підприємство;

$k_{нна}$ - частина навантаження ТП, яка повинна залишитись в роботі в післяаварійному режимі (для кожної ТП своє значення);

Для автоматизованого вибору оптимальної потужності ЦТП 1 за мінімумом затрат складається електронна таблиця Excel на робочому листі "ТП1" (рисунок 2.7). На рисунку 4.4 наведено назви комірок і діапазонів та опорні формули до цієї таблиці. Коефіцієнт $k_{нна}$ буде становити 0,8, оскільки при аварійній ситуації можна відключити до 20% навантаження цехів, які живляться від ЦТП 1.

	A	B	C	D	E	F	G	H	I	J	K	L	M	N	O	
1	Вибір оптимальної потужності ТП1 за мінімумом затрат															
2	Дані нормального режиму															
3	Розрахункова потужність ТП, кВА											Sp=	1381,62			
4	Середня потужність ТП, кВА											Sc=	1146,65			
5	Кількість трансформаторів											kt=	2			
6	Допустимий коефіцієнт навантаження в нормальному режимі											kn=	1			
7	Дані післяаварійного режиму															
8	Допустимий коефіцієнт навантаження післяаварійному режимі											kпа=	1,3			
9	Доля навантаження в п.а. режимі											kнна=	0,8			
10	Економічні характеристики															
11	Питома вартість втрат, грн/кВт											Vo=	6481			
12	Коефіцієнт ефективності капіталовкладень											Ee=	0,1			
13	Коефіцієнт відрахувань на амортизацію											Ea=	0,036			
14																
15	*	St, кВА	dPкз, кВт	dPхх, кВт	Kтп, тис. грн.	E*К, тис. грн.	dPзм, кВт	dPпс, кВт	dP, кВт	Vв, тис. грн.	З, тис. грн.	*	X	обмеж. 1	обмеж. 2	
16		63	1,28	0,24	215,505	29,3087	307,804	0,48	308,284	1997,99	---		---	---	---	
17		100	1,97	0,33	228,848	31,1233	188,023	0,66	188,683	1222,86	---		---	---	---	
18		160	3,1	0,51	246,263	33,4917	115,576	1,02	116,596	755,658	---		---	---	---	
19		250	4,2	0,74	268,785	36,5548	64,1379	1,48	65,6179	425,27	---		---	---	---	
20		400	5,9	0,95	322,605	43,8743	35,1947	1,9	37,0947	240,411	---		---	---	---	
21		630	8,5	1,31	358,943	48,8162	20,4401	2,62	23,0601	149,453	---		---	+	---	
22	V	1000	10,5	2,1	423,518	57,5984	10,0215	4,2	14,2215	92,1698	149,768	V	+	+	+	
23		1600	18	2,8	526,5	71,604	6,71086	5,6	12,3109	79,7867	151,391		+	+	+	
24		2500	23,5	3,85	602,393	81,9254	3,58867	7,7	11,2887	73,1618	155,087		+	+	+	
25										Zмін=	149,768					
26										Опт. Пот. Трансформатора	St*=	1000				

Рисунок 2.7 - Вибір потужності ЦТП1

Як видно з розрахунків, оптимальна потужність трансформаторів ЦТП1 повинна бути 1000 кВА. При цьому приведені затрати для встановлення двотрансформаторної ЦТП1 складатимуть 149,768 тис. грн.

Аналогічні розрахунки проводяться для ЦТП2, ЦТП3 та ЦТП4 на листі Excel «ТП2» рисунок 2.8, «ТП3» рисунок 2.9 та «ТП4» рисунок 2.10. Коефіцієнт $k_{\text{нпа}}$ для ТП2, ТП3 та ТП4 буде становити 0,8.

	A	B	C	D	E	F	G	H	I	J	K	L	M	N	O	
1	Вибір оптимальної потужності ТП2 за мінімумом затрат															
2	Дані нормального режиму															
3	Розрахункова потужність ТП, кВА											Sp=	1620,89			
4	Середня потужність ТП, кВА											Sc=	1271,54			
5	Кількість трансформаторів											kt=	1			
6	Допустимий коефіцієнт навантаження в нормальному режимі											kn=	1			
7	Дані післяварійного режиму															
8	Допустимий коефіцієнт навантаження післяварійному режимі											kпа=	1,3			
9	Доля навантаження в п.а. режимі											kпа=	0,8			
10	Економічні характеристики															
11	Питома вартість втрат, грн/кВт											Во=	6481			
12	Коефіцієнт ефективності капіталовкладень											Ее=	0,1			
13	Коефіцієнт відрахувань на амортизацію											Еа=	0,036			
14																
	*	St, кВА	dPкз, кВт	dPxx, кВт	Kтп, тис. грн.	E*K, тис. грн.	dPзм, кВт	dPпс, кВт	dP, кВт	Vв, тис. грн.	З, тис. грн.	*	X	обмеж. 1	обмеж. 2	
15																
16		63	1,28	0,24	88,695	12,0625	847,293	0,24	847,533	5492,86	---		---	---	---	
17		100	1,97	0,33	99,8325	13,5772	517,572	0,33	517,902	3356,53	---		---	---	---	
18		160	3,1	0,51	113,355	15,4163	318,146	0,51	318,656	2065,21	---		---	---	---	
19		250	4,2	0,74	132,233	17,9836	176,553	0,74	177,293	1149,03	---		---	---	---	
20		400	5,9	0,95	156,488	21,2823	96,8806	0,95	97,8306	634,04	---		---	---	---	
21		630	8,5	1,31	183,465	24,9512	56,2656	1,31	57,5756	373,147	---		---	---	---	
22		1000	10,5	2,1	213,84	29,0822	27,5863	2,1	29,6863	192,397	---		---	---	+	
23		1600	18	2,8	250,808	34,1098	18,473	2,8	21,273	137,87	171,98		+	+	+	
24	V	2500	23,5	3,85	293,828	39,9605	9,87854	3,85	13,7285	88,9746	128,935	V	+	+	+	
25										Змін=	128,935					
26							Опт. Пот. Трансформатора			St*=	2500					

Рисунок 2.8 - Вибір потужності ЦТП2

Як видно з розрахунків для ЦТП 2 оптимальним є варіант, коли потужність трансформатора ТП складає 2500 кВА. При цьому приведені затрати складатимуть 128,935 тис. грн.

	A	B	C	D	E	F	G	H	I	J	K	L	M	N	O	
1	Вибір оптимальної потужності ЦТПЗ за мінімумом затрат															
2	Дані нормального режиму															
3	Розрахункова потужність ТП, кВА											Sp=	1547,1			
4	Середня потужність ТП, кВА											Sc=	1054,5			
5	Кількість трансформаторів											kt=	2			
6	Допустимий коефіцієнт навантаження в нормальному режимі											kn=	1			
7	Дані післяварійного режиму															
8	Допустимий коефіцієнт навантаження післяварійному режимі											kpa=	1,3			
9	Доля навантаження в п.а. режимі											knpa=	0,8			
10	Економічні характеристики															
11	Питома вартість втрат, грн/кВт											Vo=	6481			
12	Коефіцієнт ефективності капіталовкладень											Ee=	0,1			
13	Коефіцієнт відрахувань на амортизацію											Ea=	0,036			
14																
	*	St, кВА	dPкз, кВт	dPхх, кВт	Kтп, тис. грн.	E*K, тис. грн.	dPзм, кВт	dPпс, кВт	dP, кВт	Vв, тис. грн.	З, тис. грн.	*	X	обмеж. 1	обмеж. 2	
15		63	1,28	0,24	215,51	29,309	385,98	0,48	386,46	2504,6	---		---	---	---	
16		100	1,97	0,33	228,85	31,123	235,78	0,66	236,44	1532,3	---		---	---	---	
17		160	3,1	0,51	246,26	33,492	144,93	1,02	145,95	945,9	---		---	---	---	
18		250	4,2	0,74	268,79	36,555	80,427	1,48	81,907	530,84	---		---	---	---	
19		400	5,9	0,95	322,61	43,874	44,133	1,9	46,033	298,34	---		---	---	---	
20		630	8,5	1,31	358,94	48,816	25,631	2,62	28,251	183,1	---		---	+	---	
21		1000	10,5	2,1	423,52	57,598	12,567	4,2	16,767	108,67	166,26		+	+	+	
22		1600	18	2,8	526,5	71,604	8,4153	5,6	14,015	90,833	162,44		+	+	+	
23		2500	23,5	3,85	602,39	81,925	4,5001	7,7	12,2	79,069	160,99	V	+	+	+	
24	V	2500	23,5	3,85	602,39	81,925	4,5001	7,7	12,2	79,069	160,99					
25										Змін=	160,99					
26									Опт. Пот. Трансформатора	St*=	2500					

Рисунок 2.9 - Вибір потужності ЦТПЗ

Як видно з розрахунків для ЦТП 3 оптимальним є варіант, коли потужність трансформаторів ТП складає 2500 кВА. При цьому приведені затрати складатимуть 160,99 тис. грн.

	A	B	C	D	E	F	G	H	I	J	K	L	M	N	O		
1	Вибір оптимальної потужності ЦТП4 за мінімумом затрат																
2	Дані нормального режиму																
3	Розрахункова потужність ТП, кВА										Sp=	2191,2					
4	Середня потужність ТП, кВА										Sc=	1248,4					
5	Кількість трансформаторів										kt=	2					
6	Допустимий коефіцієнт навантаження в нормальному режимі										kn=	1					
7	Дані післяварійного режиму																
8	Допустимий коефіцієнт навантаження післяварійному режимі										kпа=	1,3					
9	Доля навантаження в п.а. режимі										kпап=	0,8					
10	Економічні характеристики																
11	Питома вартість втрат, грн/кВт										Во=	6481					
12	Коефіцієнт ефективності капіталовкладень										Ее=	0,1					
13	Коефіцієнт відрахувань на амортизацію										Еа=	0,036					
14																	
	*	St, кВА	dPкз, кВт	dPхх, кВт	Ктп, тис. грн.	Е*К, тис. грн.	dPзм, кВт	dPпс, кВт	dP, кВт	Вв, тис. грн.	З, тис. грн.	*	X	обмеж. 1	обмеж. 2		
15																	
16		63	1,28	0,24	215,51	29,309	774,25	0,48	774,73	5021	---		---	---	---		
17		100	1,97	0,33	228,85	31,123	472,95	0,66	473,61	3069,5	---		---	---	---		
18		160	3,1	0,51	246,26	33,492	290,72	1,02	291,74	1890,8	---		---	---	---		
19		250	4,2	0,74	268,79	36,555	161,33	1,48	162,81	1055,2	---		---	---	---		
20		400	5,9	0,95	322,61	43,874	88,529	1,9	90,429	586,07	---		---	---	---		
21		630	8,5	1,31	358,94	48,816	51,415	2,62	54,035	350,2	---		---	+	---		
22		1000	10,5	2,1	423,52	57,598	25,208	4,2	29,408	190,59	---		---	+	---		
23		1600	18	2,8	526,5	71,604	16,88	5,6	22,48	145,7	217,3		+	+	+		
24	V	2500	23,5	3,85	602,39	81,925	9,0269	7,7	16,727	108,41	190,33	V	+	+	+		
25										Змін=	190,33						
26										Опт. Пот. Трансформатора	St*=	2500					

Рисунок 2.10 - Вибір потужності ЦТП4

Як видно з розрахунків для ЦТП 4 оптимальним є варіант, коли потужність трансформаторів ТП складає 2500 кВА. При цьому приведені затрати складатимуть 190,33 тис. грн.

2.4.3 Розрахунок втрат потужності в цехових ТП

По зовнішній лінії живлення буде протікати не лише потужність навантаження, а й потужність втрат в трансформаторах ЦТП. Неврахування цих втрат призведе до вибору перерізу зовнішньої лінії по заниженому навантаженню, що в свою чергу може спричинити роботу лінії живлення в недопустимих умовах.

Втрати активної потужності в цехових ТП розраховуються за формулою:

$$\Delta P_{TP} = n \cdot \Delta P_{xx} + \frac{1}{n} \cdot \Delta P_{кз} \cdot \left(\frac{S_p}{S_{ном.тр}} \right)^2, \quad (2.27)$$

де ΔP_{TP} - втрати активної потужності ТП, кВт;

n - кількість трансформаторів в ТП;

ΔP_{xx} - втрати холостого ходу трансформатора, кВт;

$\Delta P_{кз}$ - втрати короткого замикання трансформатора, кВт;

S_p - повне розрахункове навантаження на ТП, кВА;

$S_{ном.тр}$ - номінальна потужність трансформатора ТП.

Втрати реактивної потужності в цехових ТП розраховуються за формулою:

$$\Delta Q_{TP} = n \cdot \frac{I_{xx}}{100} \cdot S_{ном.тр} + \frac{1}{n} \cdot \frac{U_{кз}}{100} \cdot \frac{S_p^2}{S_{ном.тр}}, \quad (2.28)$$

де ΔQ_{TP} - втрати реактивної потужності ТП, кВАр;

I_{xx} - струм холостого ходу трансформатора, А;

$U_{кз}$ - напруга короткого замикання, % від номінальної.

Розрахунок втрат потужності в цехових ТП наведені на рисунку 2.11.

	A	B	C	D	E	F	G	H	I	J	K	L	M	N	O	P
1	№ ТП	Sном_т, кВА	кт	dPxx, кВт	dPкз, кВт	Ixx, %	Uк, %	Pr, кВт	Qr, кВАр	Sp, кВА	dPтр, кВт	dQтр, кВАр	dСтр, кВА	P, кВт	Q, кВАр	R, Ом
2	1	1000	2	2,1	10,5	1,4	6	1133,66	789,7342	1381,62	14,22155	85,265999	86,44387	1147,88	875,0002	1,05
3	2	2500	1	3,85	23,5	1	6,5	1327,54	930,0047	1620,89	13,72854	93,309056	94,31359	1341,27	1023,314	0,376
4	3	2500	2	3,85	23,5	1	6,5	1299,54	839,5604	1547,15	12,20011	81,117749	82,03007	1311,74	920,6782	0,376
5	4	2500	2	3,85	23,5	1	6,5	1799,06	1250,98	2191,25	16,72694	112,4203	113,6579	1815,79	1363,4	0,376
6	Всього							5328,05	3642,155		56,87713	372,1131	376,4348	5384,93	4014,268	

Рисунок 2.11 - Розрахунок втрат потужності в цехових ТП

2.4.4 Визначення оптимального перерізу зовнішньої лінії живлення

Точка підведення зовнішньої лінії живлення знаходиться на відстані 9110 м від розподільчої підстанції 110/35/10 кВ. Для того, щоб заживити ЦРП, потрібно вибрати оптимальний переріз зовнішньої лінії живлення, яка буде живити підприємство від п/ст.

На листі Excel під назвою "ПЛ-ЦРП" створюється електронна таблиця для вибору оптимального перерізу зовнішньої лінії живлення, яка містить у собі стандартні перерізи ПЛ, та допустимі для них струми. Дана таблиця буде автоматично розраховувати мінімум річних приведених затрат в залежності від керованої змінної, якою в даній задачі є переріз ПЛ F . Показником ефективності є річні приведені затрати в зовнішню лінію живлення. За критерій оптимальності взято мінімум річних приведених затрат.

Складемо математичну модель вибору оптимальних перерізів ПЛ 10 кВ [16].

Керована змінна: переріз ПЛ (мм²).

Множина доступних рішень: множина всіх стандартних перерізів ПЛ 10 кВ.

ПЕР – річні приведені затрати.

$$\left\{ \begin{array}{l} Z(F) = \left[(E_e + E_a) \cdot K_0(F) + 3 \cdot I_l^2 \cdot r_0(F) \cdot t \cdot \tau \right] \cdot L \cdot k_l \rightarrow \min_{F \in X} \\ k_{\text{дон}} \cdot I_{\text{дон}}(F) \geq I_l \\ k_{\text{на}} \cdot I_{\text{дон}}(F) \geq I_l \cdot k_l \cdot k_{\text{на}} \\ \Delta U_n(F) \leq \Delta U_{\text{дон}} \\ \Delta U_{\text{на}}(F) \leq \Delta U_{\text{дон}} \\ F \geq F_{\text{кз}} \\ F \in X \end{array} \right. \quad (2.29)$$

де $K_0(F)$ – питома вартість ПЛ, що залежить від перерізу і кількості ліній;

I_l – струм однієї лінії;

$I_{\text{дон}}(F)$ – допустимий струм за ПУЕ по перерізу ([6] §1.3.13–§1.3.18);

$K_{\text{дон}}(F)$ - коефіцієнт допустимого навантаження ([6] §1.3.22);

$\Delta U_H(F)$ – втрати напруги в лінії в нормальному режимі роботи;

$\Delta U_{na}F$ – втрати напруги в лінії перерізом x в після аварійному режимі;

$\Delta U_{\text{дон}}$ – допустимі втрати напруги ([12] А.4.7);

$k_{\text{дон}}$ – коефіцієнт допустимого навантаження, $k_{\text{дон}} = k_{\text{п}} \cdot k_{\text{с}} \cdot k_{\text{зр}}$;

$I_{\text{кз}}$ – струм к. з. на початку лінії;

t_n – приведений час к. з. (с) $\approx 1,5$ с;

C – тепловий коефіцієнт $\frac{A \cdot \sqrt{c}}{\text{мм}^2}$ ([9], для кабелів 10кВ з АL жилами =

90).

Для вибору оптимального перерізу ПЛ повинні виконуватися такі умови:

Обмеження на керовану змінну будуть такими:

1) Переріз ПЛ за умовою допустимості нагрівання в нормальному режимі вибирається згідно такого виразу:

$$k_{\text{дон}} \cdot I_{\text{дон}}(x) \geq I_p = \frac{S_p}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}} \cdot k_l}, \quad (2.30)$$

де $k_{\text{дон}}$ - коефіцієнт, що вносить корективи на струми в залежності від температури землі і повітря, згідно (ПУЕ таблиця 1.3.3);

$I_{\text{дон}}(x)$ - допустимий тривалий струм навантаження, який залежить від перерізу ПЛ, А;

S_p - повна потужність навантаження, кВА;

$U_{\text{ном}}$ - номінальна напруга КЛ.

Коефіцієнт $k_{\text{дон}}$ визначається згідно формули:

$$k_{\text{дон}} = k_{\text{сер}} \cdot k_{\text{зр}} \cdot k_{\text{нр}}, \quad (2.31)$$

де $k_{\text{сер}}$ - коефіцієнт середовища (ПУЕ, табл. 1.3.49). Так як ПУЕ не передбачає ніяких додаткових умов прокладки $k_{\text{сер}}=1$;

$k_{\text{нр}}$ - коефіцієнт прокладки, враховує особливості та тип прокладки ліній. Враховуючи те, що ми прокладаємо повітряні лінії $k_{\text{нр}}=1$;

$k_{\text{зр}}$ - коефіцієнт, що враховує особливості та тип ґрунту. Так як живляча лінія буде повітряною, $k_{\text{зр}}$ не враховується.

$$k_{\text{дон}} = 1 \cdot 1 = 1.$$

2) Переріз КЛ за умовою допустимості нагрівання в післяаварійному режимі вибирається згідно такого виразу:

$$k_{\text{на}} \cdot k_{\text{дон}} \cdot I_{\text{дон}}(x) \geq k_{\text{л}} \cdot I_{\text{л}} \cdot k_{\text{н.на}}, \quad (2.32)$$

де $k_{\text{на}}$ - коефіцієнт перевантаження ПЛ в післяаварійному режимі;

$k_{\text{н.на}}$ - частина навантаження, що залишилася в післяаварійному режимі;

3) Переріз ПЛ за умовою втрат напруги в нормальному режимі вибирається згідно такого виразу[19]:

$$\Delta U_{\text{дон}} \geq \Delta U_{\text{л}}(F) = \frac{P_{\text{р}} \cdot r_0(F) + Q_{\text{р}} \cdot x_0(F)}{k_{\text{л}} \cdot U_{\text{ном}}^2 \cdot 1000} \cdot L \cdot 100\% \quad (2.33)$$

де $\Delta U_{\text{дон}}$ - допустимі втрати напруги в лінії, %;

$\Delta U_{л}(F)$ - фактичні втрати напруги в лінії, залежно від перерізу, %;

P_p - активна потужність навантаження, кВт;

Q_p - реактивна потужність навантаження, кВАр;

$x_0(F)$ - реактивний опір проводу, залежно від перерізу, Ом/км.

4) Умова допустимості втрат напруги в післяаварійному режимі:

$$\Delta U_{на.доп} \geq \Delta U_{на.л}(F), \quad (2.34)$$

де $\Delta U_{на.доп}$ - допустимі втрати напруги в лінії в післяаварійному режимі, %;

$\Delta U_{на.л}(F)$ - фактичні втрати напруги в лінії в післяаварійному режимі, залежно від перерізу, %.

5) Так як лінія обладнана пристроями швидкодіючого автоматичного повторного включення, то відповідно до [6] потрібно провести перевірку на термічну стійкість лінії до дії струмів короткого замикання:

$$F \geq F_{кз}, \quad (2.35)$$

де $F_{кз}$ - мінімальний переріз, який витримує термічну дію струмів к.з.

Переріз $F_{кз}$ можна визначити за формулою:

$$F_{кз} = \frac{I_{кз} \cdot \sqrt{t_n}}{C}, \quad (2.36)$$

де $I_{кз}$ - струм короткого замикання на стороні 10 кВ, А;

t_n - приведений час к. з., с;

C - термічний коефіцієнт, $A \cdot c^{0,5}/\text{мм}^2$. Згідно ГОСТ 30323-95 Таблиці 9 для алюмінієвого провода марки АС при допустимій температурі нагріву проводів при КЗ 200°C $C=90 A \cdot c^{0,5}/\text{мм}^2$.

Коефіцієнт прокладки $k_{np}=1$ (ПУЕ Таблиця 1.3.28) для КЛ, які підходять до ТП в одній траншеї по два кабеля.

Коефіцієнт, що враховує особливості прокладки та ґрунту $k_{zp}=1$ згідно ПУЕ Таблиця 1.3.26.

Коефіцієнт середовища $k_{сер}$ (ПУЕ, табл. 1.3.10). Так як поправка на температуру землі не вказана $k_{сер}=1$.

Коефіцієнт перевантаження в післяаварійному режимі $k_{па}=1,25$ згідно ПУЕ Таблиця 1.3.32. Коефіцієнт попереднього навантаження 0,6, бо відношення $I_n/(I_{доп}k_{доп})=0,2$, що ближче до 0,6; вид прокладки – в повітрі, допустиме перевантаження триває 6 год.

Таблична форма під назвою "КЛ-ЦРП" для автоматизованого вибору оптимального перерізу ПЛ від підстанції до ЦРП представлена на рисунку 2.12.

Проектне рішення: для зовнішньої лінії живлення на основі виконаного розрахунку в табличній формі "КЛ-ЦРП" доцільно вибрати повітряну лінію марки АСБл перерізом 240 мм^2 , при цьому мінімальне значення приведених затрат, що залежить від КЗ, становлять 230,419 тис. грн.

№	A	B	C	D	E	F	G	H	I	J	K	L	M	N	O	P	Q	R	S	T	U	V	W	
1	Початкові дані												Поправочні коефіцієнти											
2	Економічні характеристики												Коефіцієнт середовища											
3	Вартість втрат, грн/кВт												Коефіцієнт прозорості											
4	Коефіцієнт ефективності капіталовкладень												Коефіцієнт ґрунту											
5	Коефіцієнт врахування амортизацію												Коефіцієнт ґрунту											
6	Нормальний режим												Коефіцієнт ґрунту											
7	Максимально доп. коефіцієнт навантаження в режимі												Коефіцієнт ґрунту											
8	Напруга, кВ												Коефіцієнт ґрунту											
9	Довжина КЛ, км												Коефіцієнт ґрунту											
10	Активна розрахункова потужність, кВт												Коефіцієнт ґрунту											
11	Реактивна потужність, кВар												Коефіцієнт ґрунту											
12	Розрахунковий струм середнього кабелю, А												Коефіцієнт ґрунту											
13	Кількість КЛ												Коефіцієнт ґрунту											
14	Мінімально допуст. переріз КЛ за умовою механ. міцності												Коефіцієнт ґрунту											
15	Допустима втрата напруги в КЛ, %												Коефіцієнт ґрунту											
16	Аварійний режим												Коефіцієнт ґрунту											
17	Струм КЗ на початку лінії, кА												Коефіцієнт ґрунту											
18	Привведений час КЗ, с												Коефіцієнт ґрунту											
19	Темповий коефіцієнт С, (А*с ^{0.5} /(1/2))мм ²												Коефіцієнт ґрунту											
20	Мінімальний переріз лінії за умовою КЗ, мм ²												Коефіцієнт ґрунту											
21	План аварійний режим												Коефіцієнт ґрунту											
22	Максимально допустимий коефіцієнт навантаження												Коефіцієнт ґрунту											
23	Доля навантаження в планаварійному режимі												Коефіцієнт ґрунту											
24	Допустима втрата напруги в КЛ, %												Коефіцієнт ґрунту											
25																								
26																								
27	F, мм ²	R ₀ , Ом/км	X ₀ , Ом/км	I _{доп} , А	ΔU _н , %	ΔU _а , %	К ₀ , тис.грн/км	dP _{авт}	K	E*K, т.грн	В _а , т.грн	З, т.грн	Доп	К _{доп} *I _{доп} >= I _н	K _{ма} *K _{доп} >= I _н	ΔU _н <= ΔU _{доп}	ΔU _а <= ΔU _{ма}	F >= F _{мак}	F >= F _{кз}					
28	10	3.1	0.122	50	7.826866006	12.52298561	21.4605	637.001	19.551	2.932577325	4128.4	-	недоп	-	-	-	-	-	-					
29	16	1.94	0.113	75	4.965120681	7.94419309	31.01175	398.64	28.252	4.237555638	2583.58	-	недоп	-	-	-	-	-	-					
30	25	1.24	0.099	90	3.222537054	5.134605928	44.66925	254.801	40.694	6.104053013	1651.36	-	недоп	-	-	-	-	-	-					
31	35	0.89	0.095	115	2.356730737	3.77076918	58.39425	182.881	53.197	7.979574263	1185.25	-	недоп	-	-	-	-	-	-					
32	50	0.62	0.09	140	1.685322738	2.696516381	83.0835	127.4	75.689	11.35336028	825.681	-	недоп	-	-	-	-	-	-					
33	70	0.443	0.086	165	1.243856911	1.990171058	113.62725	91.0295	103.51	15.52716371	589.962	-	недоп	-	-	-	-	-	-					
34	95	0.326	0.083	205	0.951389696	1.522223513	147.26475	66.9879	134.16	20.12372809	434.148	-	недоп	-	-	-	-	-	-					
35	120	0.258	0.081	240	0.780939904	1.249503846	186.35175	53.0149	169.77	25.46496664	343.59	-	недоп	-	-	-	-	-	-					
36	150	0.206	0.079	275	0.649735475	1.03957676	229.74525	42.3298	209.3	31.39468841	274.339	305.734	доп	+	+	+	+	+	+					
37	185	0.167	0.077	310	0.550417904	0.880686847	309.33	34.3159	281.8	42.2699445	222.401	264.671	доп	+	+	+	+	+	+					
38	240	0.129	0.075	355	0.453553169	0.72568507	429.012	26.5075	390.83	58.6244898	171.795	230.419	доп	+	+	+	+	+	+					V
39	мін затрати												= 230,419											
40	Опт. Переріз ІІ												= 240											
41	Ropt=												0.129											
42	Xopt=												0.075											

Рисунок 2.12 - Таблична форма для автоматизованого вибору КЛ від підстанції до ЦРП

2.4.5 Визначення струму короткого замикання за законом Ома з урахуванням еквівалентного опору системи

Розрахунок струму короткого замикання необхідний для того, щоб підібрати такі перерізи ліній живлення, які будуть витримувати короткочасну дію струмів короткого замикання, поки не спрацюють засоби автоматичного захисту [9].

Розрахунок струму короткого замикання здійснюємо згідно чинного державного стандарту ДСТУ ІЕС/TR 60909-4:2008.

Схема заміщення для такого розрахунку зображена на рисунку 2.13.

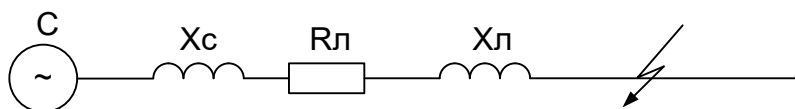


Рисунок 2.13 - Схема заміщення для розрахунку струму к.з.

Струм КЗ для зовнішньої живлячої лінії визначається за формулою:

$$I_{кз} = \frac{1,05 \cdot U}{\sqrt{3} \cdot X_c} \quad (2.37)$$

де $I_{кз}$ - струм короткого замикання, кА;

U - напруга живлячої мережі, кВ;

X_c - опір системи, Ом.

X_c визначається наступним чином:

$$X_c = \frac{(0,95 \cdot U)^2}{S_{кз}}, \quad (2.38)$$

де $S_{кз}$ - потужність короткого замикання на стороні 10 кВ, МВА.

Струм КЗ для розподільчих ліній визначається за формулою:

$$I_{кз} = \frac{1,05 \cdot U}{\sqrt{3} \cdot Z_{кз}} \quad (2.39)$$

де $Z_{кз}$ - повний сумарний опір живлячої лінії та системи, Ом.

$$Z = \sqrt{R_{л}^2 + (X_{л} + X_c)^2}, \quad (2.40)$$

де $R_{л}$ - активний опір лінії живлення, Ом;

$X_{л}$ - реактивний опір лінії живлення, Ом;

Таблична форма для розрахунків струмів КЗ наведені на рисунку 2.14.

	A	B	C	D	E	F	G
1	Розрахунок струмів КЗ						
2	Дані системи						
3	Напруга, кВ				U= 10		F3:=Ukz
4	Потужність коротко замикання,МВА				Sкз = 75		F4:=S_kz
5	Опір системи, Ом				Xc = 1,203		F5:=Xc
6	Струм КЗ для ЗЛЖ, кА				Iкз = 5,038		F6:=Ikz
7							
8	Довжина КЛ, км				L= 0,85		F8:=Lkz
9	Переріз КЛ, мм ²				F= 240		F9:=Fkz
10	Активний опір КЛ, Ом				Rл = 0,118		F10:=Rkz
11	Реактивний опір КЛ, Ом				Xл = 0,068		F11:=Xkz
12	Результат						
13	Сумарний повний опір, Ом				Z= 1,277		F13:=Zkz
14	Струм КЗ для розподільчих ліній, кА				Iкз= 4,7469		F14:=Ikzr

Рисунок 2.14 - Розрахунок струмів короткого замикання

2.4.6 Визначення оптимальних перерізів КЛ 10 кВ

Коефіцієнт прокладки $k_{np}=1$ (ПУЕ Таблиця 1.3.28) для КЛ, які підходять до ТП в одній траншеї по два кабеля, $k_{np}=1$.

Коефіцієнт, що враховує особливості прокладки та ґрунту $k_{zp}=1$ згідно ПУЕ Таблиця 1.3.26.

Коефіцієнт середовища $k_{сер}$ (ПУЕ, табл. 1.3.10). Так як поправка на температуру землі не вказана $k_{сер}=1$.

Коефіцієнт перевантаження в післяаварійному режимі $k_{па}=1,25$ згідно ПУЕ Таблиця 1.3.32. Коефіцієнт попереднього навантаження 0,6, бо відношення $I_{л}/(I_{доп}k_{доп})=0,2$, що ближче до 0,6; вид прокладки – в землі, допустиме перевантаження триває 6 год.

Таблична форма під назвою "КЛ1-ТП1" для автоматизованого вибору оптимального перерізу КЛ від ЦРП до ТП1 представлена на рисунку 2.15.

№	A	B	C	D	E	F	G	H	I	J	K	L	M	N	O	P	Q	R	S	
1	Початкові дані								Коефіцієнт середовища				1	L1:=kser						
2	Нормальний режим								Коефіцієнт прокладки				1	L2:=kpr						
3	Максимально доп. коефіцієнт навантаження в н. режимі								Клопн=				1	L3:=kgr						
4	Напруга, кВ							U=	10	H4:=Uk1			Клопн=		1	L4:=kдор1				
5	Довжина КЛ, км							l=	0,302	H5:=lk1			kдор1=kser*kpr*kgr							
6	Активна розрахункова потужність, кВт							P=	1147,9	H6:=Pk1=Pзр1										
7	Реактивна потужність, квар							Q=	875,0	H7:=Qk1=Qзр1										
8	Розрахунковий струм окремого кабелю, А							Iр=	41,67	H8:=Ik1										
9	Кількість кабелів							k=	2	H9:=kk1										
10	Допустима втрата напруги в КЛ, %							ΔUдоп =	5	H10:=dUдор1										
11	Аварійний режим																			
12	Струм КЗ на початку лінії, кА							Iкз =	4,7469	H12:=Ikz1										
13	Привалений час КЗ, с							tn =	1,5	H13:=tn										
14	Тепловий коефіцієнт С, (А*с*(1/2))/мм ²							C =	90	H14:=Cт										
15	Мінімальний переріз лінії за умовою КЗ, мм ²							Fкз =	64,60	H15:=Fкз1										
16	Післяаварійний режим																			
17	Максимально допустимий коефіцієнт навантаження							Kпа =	1,25	H17:=kpa1										
18	Доля навантаження в післяаварійному режимі							Kпа =	0,8	H18:=kpa1										
19	Допустима втрата напруги в КЛ, %							ΔUпадоп =	5	H19:=dUпадоп1										
20	Економічні характеристики																			
21	Питома вартість втрат							В0 =	6481,00	H21:=B0k1										
22	Коефіцієнт ефективності капіталовкладень							Ее =	10,00%	H22:=Eek1										
23	Коефіцієнт вирахувань на амортизацію							Еа =	4,00%	H23:=Eak1										
24																				
25	F, мм ²	Ro, Ом/км	Xo, Ом/км	lдоп, А	Ко, т. грн/км	dUn, %	dUpa, %	dP, кВт	К, т. грн.	Е*К, т. грн	Вв, грн	т. грн	З, т. грн	Доп	Клопн*lдоп >= Ір	Кпа*Кдоп >= Кпа*Ір*Кл	ΔUn <= ΔUnдоп	ΔUpa <= ΔUpaдоп	F >= Fкз	V
26	10	3,1	0,122	50	21,461	0,533443	0,8855	9,751735	12,962142	1,8147	63,20098	---	---	НЕДОП	+	---	+	+	---	
27	16	1,94	0,113	75	31,012	0,351191	0,5619	6,102699	18,731097	2,6224	39,551581	---	---	НЕДОП	+	+	+	+	---	
28	25	1,24	0,099	90	44,669	0,22801	0,3648	3,900694	26,980227	3,7772	25,280392	---	---	НЕДОП	+	+	+	+	---	
29	35	0,89	0,095	115	58,394	0,166816	0,2669	2,799692	35,270127	4,9378	18,144798	---	---	НЕДОП	+	+	+	+	---	
30	50	0,62	0,09	140	83,084	0,119356	0,191	1,950347	50,182434	7,0255	12,640196	---	---	НЕДОП	+	+	+	+	---	
31	70	0,443	0,086	165	113,63	0,088148	0,141	1,393554	68,630859	9,6083	9,0316239	18,64		ДОП	+	+	+	+	+	V
32	95	0,326	0,083	205	147,26	0,067472	0,108	1,025505	88,947909	12,453	6,6462966	19,099		ДОП	+	+	+	+	+	
33	120	0,258	0,081	240	186,35	0,055421	0,0887	0,811596	112,556457	15,758	5,2599525	21,018		ДОП	+	+	+	+	+	
34	150	0,206	0,079	275	229,75	0,046144	0,0738	0,648019	138,766131	19,427	4,1998071	23,627		ДОП	+	+	+	+	+	
35	185	0,167	0,077	310	309,33	0,03912	0,0626	0,525335	186,83532	26,157	3,404698	29,562		ДОП	+	+	+	+	+	
36	240	0,129	0,075	355	429,01	0,032269	0,0516	0,405798	259,123248	36,277	2,6299763	38,907		ДОП	+	+	+	+	+	
37	Мінімальні затрати на КП												18,64							
38	Оптимальний переріз КП												70							
39																				

Рисунок 2.15 - Таблична форма для автоматизованого вибору КЛ від ЦРП до ТП1

Таблична форма під назвою "КЛ-ТП2" для автоматизованого вибору оптимального перерізу КЛ від ЦРП до ТП2 представлена на рисунку 2.16.

	A	B	C	D	E	F	G	H	I	J	K	L	M	N	O	P	Q	R	S	T	
1	Початкові дані								Коефіцієнт середовища		1	L1=kcer									
2	Нормальний режим								Коефіцієнт прокладки		1	L2=kpr									
3	Максимально доп. коефіцієнт навантаження в н. режимі								Кдоп=		1	Коефіцієнт ґрунту		1	L3=kgr						
4	Напруга, кВ								U=	10	кдоп=	1	J4=kдоп2			H4=Uk1					
5	Довжина КЛ, км								l=	0,376			kдоп3=kcer*kpr*kgr			H5=lk12					
6	Активна розрахункова потужність, кВт								P=	1341						H6=Pkl2=Ptrp2					
7	Реактивна потужність, квар								Q=	1023						H7=Qkl2=Qtrp2					
8	Розрахунковий струм окремого кабелю, А								Ip=	48,70						H8=lk12					
9	Кількість кабелів								k=	2						H9=lkl2					
10	Допустима втрата напруги в КЛ, %								ΔUдоп =		5				H10=dUдоп2						
11	Аварійний режим																				
12	Струм КЗ на початку лінії, кА								Ikз =		4,75					H12=lkzkl2					
13	Приведений час КЗ, с								tp =		1,5					H13=tp					
14	Тепловий коефіцієнт C, (А*с^(1/2))мм^2								C =		90					H14=Cter					
15	Мінімальний переріз лінії за умовою КЗ, мм^2								Fкз =		64,60					H15=Fkz2					
16	Післяаварійний режим																				
17	Максимально допустимий коефіцієнт навантаження								Kпа =		1,25					H17=kpa2					
18	Доля навантаження в післяаварійному режимі								Kяпа =		0,8					H18=kяпа2					
19	Допустима втрата напруги в КЛ, %								ΔUпадоп =		5					H19=dUпадоп2					
20	Економічні характеристики																				
21	Питома вартість втраг								В0 =		6481,00					H21=B0kl2					
22	Коефіцієнт ефективності капіталовкладень								Е0 =		10,00%					H22=E0kl2					
23	Коефіцієнт врахувань на амортизацію								Еа =		4,00%					H22=Ea12					
24																					
25	F, мм^2	Ro, Ом/км	Xo, Ом/км	Iдоп, А	Ко, т. грн/км	dUn, %	dUpa, %	dP, кВт	К, т. грн.	Е*К, т. грн.	Вв, грн	З, т. грн	Доп	Кдоп*Iдоп >= Ir	Кпа*Kдоп >= Kяпа*Iр *Kкл	ΔUn <= ΔUnдоп	ΔUpa <= ΔUpaдоп	F >= Fкз	V		
26	10	3,1	0,122	50	21,4605	0,80516	1,28826	16,5874935	16,1383	2,25936	107,50352	---	НЕДОП	+	---	+	+	---			
27	16	1,94	0,113	75	31,0118	0,51093	0,81748	10,3805604	23,3208	3,26492	67,276396	---	НЕДОП	+	+	+	+	---			
28	25	1,24	0,099	90	44,6693	0,33172	0,53076	6,63499739	33,5913	4,70278	43,001407	---	НЕДОП	+	+	+	+	---			
29	35	0,89	0,095	115	58,3943	0,2427	0,38832	4,76221587	43,9125	6,14775	30,863913	---	НЕДОП	+	+	+	+	---			
30	50	0,62	0,09	140	83,0835	0,17365	0,27784	3,31749869	62,4788	8,74703	21,500704	---	НЕДОП	+	+	+	+	---			
31	70	0,443	0,086	165	113,627	0,12825	0,2052	2,37040632	85,4477	11,9627	15,3626	27,3253	ДОП	+	+	+	+	+	V		
32	95	0,326	0,083	205	147,265	0,09817	0,15707	1,74436222	110,743	15,504	11,305209	26,8092	ДОП	+	+	+	+	+			
33	120	0,258	0,081	240	186,352	0,08064	0,12902	1,38050752	140,137	19,6191	8,947067	28,5662	ДОП	+	+	+	+	+			
34	150	0,206	0,079	275	229,745	0,06714	0,10743	1,10226569	172,768	24,1876	7,1437822	31,3314	ДОП	+	+	+	+	+			
35	185	0,167	0,077	310	309,33	0,05692	0,09108	0,89358433	232,616	32,5663	5,7913186	38,3576	ДОП	+	+	+	+	+			
36	240	0,129	0,075	355	429,012	0,04696	0,07513	0,69025376	322,617	45,1664	4,4735335	49,6399	ДОП	+	+	+	+	+			
37	Мінімальні затрати на КЛ1												26,8092								
38	Оптимальний переріз КЛ1												70								

Рисунок 2.16 - Таблична форма для автоматизованого вибору КЛ від ЦРП до ТП2

Таблична форма під назвою "КЛ-ТП3" для автоматизованого вибору оптимального перерізу КЛ від ЦРП до ТП3 представлена на рисунку 2.17.

	A	B	C	D	E	F	G	H	I	J	K	L	M	N	O	P	Q	R	S	
1	Початкові дані								Коефіцієнт середовища		1	L1:=kser								
2	Нормальний режим								Коефіцієнт прокладки		1	L2:=kpr								
3	Максимально доп. коефіцієнт навантаження в н. режимі								Кдоп=		1	Коефіцієнт ґрунту		1	L3:=kgr					
4	Напруга, кВ							U=	10	кдоп=		1	J4:=kдоп3			H4:=Uk13				
5	Довжина КЛ, км							l=	0,048				kдоп3=kсер*kpr*kgr			H5:=lk13				
6	Активна розрахункова потужність, кВт							P=	1312							H6:=Pk13=Pвтр3				
7	Реактивна потужність, квар							Q=	921							H7:=Qk13=Qвтр3				
8	Розрахунковий струм окремого кабелю, А							Iл=	46,26							H8:=lk13				
9	Кількість кабелів							k=	2							H9:=kk13				
10	Допустима втрата напруги в КЛ, %							ΔUдоп =	5							H10:=dUдоп3				
11	Аварійний режим																			
12	Струм КЗ на початку лінії, кА							Iкз =	4,75							H12:=Ikz13				
13	Приведений час КЗ, с							tp =	1,5							H13:=tp				
14	Тепловий коефіцієнт C, (A*c^(1/2))/мм^2							C =	90							H14:=Cтер				
15	Мінімальний переріз лінії за умовою КЗ, мм^2							Fкз =	64,60							H15:=Fкз3				
16	Післяварійний режим																			
17	Максимально допустимий коефіцієнт навантаження							Kпа =	1,25							H17:=kпа3				
18	Доля навантаження в післяварійному режимі							Kнпа =	0,8							H18:=kнпа3				
19	Допустима втрата напруги в КЛ, %							ΔUпадоп =	5							H19:=dUпадоп3				
20	Економічні характеристики																			
21	Питома вартість втрат							Вo =	6481,00							H21:=B0k13				
22	Коефіцієнт ефективності капіталовкладень							Еe =	10,00%							H22:=Eek13				
23	Коефіцієнт вирахувань на амортизацію							Еa =	4,00%							H22:=Eak13				
24																				
25	F, мм^2	Ro, Ом/км	Xo, Ом/км	Iдоп, А	Ko, т. грн/км	dUn, %	dUpa, %	dP, кВт	K, т. грн.	E*K, т. грн	Bв, т. грн	З, т. грн	Доп	Кдоп*Iдоп >= Iр	Kпа*Kдоп >= Kнпа*Iр*Kкл	ΔUn <= ΔUндоп	ΔUpa <= ΔUпадоп	F >= Fкз	V	
26	10	3,1	0,122	50	21,461	0,1003	0,1605	1,9108	2,0602	0,2884	12,384	---	НЕДОП	+	---	+	+	---		
27	16	1,94	0,113	75	31,012	0,0636	0,1017	1,1958	2,9771	0,4168	7,75	---	НЕДОП	+	+	+	+	---		
28	25	1,24	0,099	90	44,669	0,0412	0,066	0,7643	4,2882	0,6004	4,9536	---	НЕДОП	+	+	+	+	---		
29	35	0,89	0,095	115	58,394	0,0301	0,0482	0,5486	5,6058	0,7848	3,5554	---	НЕДОП	+	+	+	+	---		
30	50	0,62	0,09	140	83,084	0,0215	0,0344	0,3822	7,976	1,1166	2,4768	---	НЕДОП	+	+	+	+	---		
31	70	0,443	0,086	165	113,63	0,0158	0,0254	0,2731	10,908	1,5272	1,7697	3,2969	ДОП	+	+	+	+	+		
32	95	0,326	0,083	205	147,26	0,0121	0,0194	0,2009	14,137	1,9792	1,3023	3,2816	ДОП	+	+	+	+	+	V	
33	120	0,258	0,081	240	186,35	0,0099	0,0159	0,159	17,89	2,5046	1,0307	3,5352	ДОП	+	+	+	+	+		
34	150	0,206	0,079	275	229,75	0,0082	0,0132	0,127	22,056	3,0878	0,8229	3,9107	ДОП	+	+	+	+	+		
35	185	0,167	0,077	310	309,33	0,007	0,0111	0,1029	29,696	4,1574	0,6671	4,8245	ДОП	+	+	+	+	+		
36	240	0,129	0,075	355	429,01	0,0057	0,0091	0,0795	41,185	5,7659	0,5153	6,2813	ДОП	+	+	+	+	+		
37									Мінімальні затрати на КЛ1			3,2816								
38									Оптимальний переріз КЛ1			95								
39																				

Рисунок 2.17 - Таблична форма для автоматизованого вибору КЛ від ЦРП до ТПЗ

Таблична форма під назвою "КЛ-ТП4" для автоматизованого вибору оптимального перерізу КЛ від ЦРП до ТП4 представлена на рисунку 2.18.

	A	B	C	D	E	F	G	H	I	J	K	L	M	N	O	P	Q	R	S	
1	Початкові дані								Коефіцієнт середовища		1	L1:=kcer4								
2	Нормальний режим								Коефіцієнт прокладки		1	L2:=kpr4								
3	Максимально доп. коефіцієнт навантаження в н. режі								Клоп=		1	Коефіцієнт ґрунту		1	L3:=kgr4					
4	Напруга, кВ								U=		10	клоп=		1	J4:=kdog4		H4:=Uk4			
5	Довжина КЛ, км								l=		0,222				kdog4:=kcer4*kpr4*kgr4		H5:=lk4			
6	Активна розрахункова потужність, кВт								P=		1816						H6:=Pk4=Pвтр4			
7	Реактивна потужність, квар								Q=		1363						H7:=Qk4=Qвтр4			
8	Розрахунковий струм окремого кабелю, А								Iп=		65,55						H8:=Ik4			
9	Кількість кабелів								k=		2						H9:=kk4			
10	Допустима втрата напруги в КЛ, %								ΔUдоп =		5						H10:=dUдоп4			
11	Аварійний режим																			
12	Струм КЗ на початку лінії, кА								Ikз =		4,75						H12:=Ikz4			
13	Приведений час КЗ, с								tn =		1,5						H13:=tn4			
14	Тепловий коефіцієнт C, (A*c^(1/2))/мм^2								C =		90						H14:=Cter4			
15	Мінімальний переріз лінії за умовою КЗ, мм^2								Fкз =		64,60						H15:=Fkz4			
16	Післяаварійний режим																			
17	Максимально допустимий коефіцієнт навантаження								Кпа =		1,25						H17:=kpa4			
18	Доля навантаження в післяаварійному режимі								Кнпа =		0,8						H18:=knpa4			
19	Допустима втрата напруги в КЛ, %								ΔUпадоп =		5						H19:=dUпадоп4			
20	Економічні характеристики																			
21	Питома вартість втрат								Вo =		6481,00						H21:=Bo4			
22	Коефіцієнт ефективності капіталовкладень								Еe =		10,00%						H22:=Eek4			
23	Коефіцієнт виправувань на амортизацію								Еa =		4,00%						H23:=Eak4			
24																				
25	F, мм^2	Ro, Ом/км	Xo, Ом/км	Iдоп, А	Кo, т. грн/км	dUn, %	dUpa, %	dP, кВт	К, т. грн.	Е*К, т. грн	Вв, т. грн	З, т. грн	Доп	Клоп*Ioп >= Ip	Кпа*Кдоп >= Кнпа*Ip*Kл	ΔUn <= ΔUnдоп	ΔUpa <= ΔUpaдоп	F >= Fкз	V	
26	10	3,1	0,122	50	21,461	0,6433	1,0292	17,742	9,5285	1,334	114,98	---	НЕДОП	+	---	+	+	---		
27	16	1,94	0,113	75	31,012	0,4081	0,653	11,103	13,769	1,9277	71,957	---	НЕДОП	+	---	+	+	---		
28	25	1,24	0,099	90	44,669	0,2649	0,4239	7,0966	19,833	2,7766	45,993	---	НЕДОП	+	+	+	+	---		
29	35	0,89	0,095	115	58,394	0,1938	0,31	5,0935	25,927	3,6298	33,011	---	НЕДОП	+	+	+	+	---		
30	50	0,62	0,09	140	83,084	0,1386	0,2217	3,5483	36,889	5,1645	22,997	---	НЕДОП	+	+	+	+	---		
31	70	0,443	0,086	165	113,63	0,1023	0,1637	2,5353	50,45	7,0631	16,431	23,495	ДОП	+	+	+	+	+		
32	95	0,326	0,083	205	147,26	0,0783	0,1252	1,8657	65,386	9,154	12,092	21,246	ДОП	+	+	+	+	+		
33	120	0,258	0,081	240	186,35	0,0643	0,1028	1,4766	82,74	11,584	9,5696	21,153	ДОП	+	+	+	+	+	V	
34	150	0,206	0,079	275	229,75	0,0535	0,0856	1,179	102,01	14,281	7,6408	21,922	ДОП	+	+	+	+	+		
35	185	0,167	0,077	310	309,33	0,0453	0,0725	0,9558	137,34	19,228	6,1943	25,422	ДОП	+	+	+	+	+		
36	240	0,129	0,075	355	429,01	0,0374	0,0598	0,7383	190,48	26,667	4,7848	31,452	ДОП	+	+	+	+	+		
37									Мінімальні затрати на КЛ1			21,153								
38									Оптимальний переріз КЛ1			120								

Рисунок 2.18 - Таблична форма для автоматизованого вибору КЛ від ЦТП до ТП4

Проектне рішення: для живлення ЦТП1, ЦТП2, ЦТП3 та ЦТП4 доцільно вибрати кабелі марки АСБл, перерізом 70 мм², 95 мм² та 120 мм², при цьому питомі затрати на 1 км довжини складуть: для ЦТП1 – 18,63994421 тис.грн., для ЦТП2 – 26,80924161 тис.грн, для ЦТП3 – 3,281563552 тис.грн та для ЦТП4 – 21,15318818 тис.грн.

2.5 АВТОМАТИЗАЦІЯ ПРИЙНЯТТЯ ОПТИМАЛЬНИХ ПРОЕКТНИХ РІШЕНЬ

2.5.1 Автоматизація прийняття оптимальних проектних рішень на нескінченній множині доступних рішень з допомогою електронного процесора EXCEL

Автоматизація прийняття оптимальних проектних рішень на нескінченній множині доступних рішень з допомогою електронного процесора EXCEL виконується за допомогою засобу "Поиск решений".

Цей засіб призначений для пошуку таких значень аргументів функції, за яких ця функція приймає мінімальне, максимальне або наперед задане значення. При цьому на значення аргументів функції можуть бути накладені обмеження у вигляді нерівностей або рівностей.

Загальні характерні особливості застосування засобу «Поиск решений»:

- в створеній нами таблиці повинна існувати єдина цільова комірка, котра повинна містити формулу, значення якої повинно бути прийняте за мінімум/максимум критерію оптимальності або ж бути рівним заданому нами значенню;
- формула в цільовій комірці повинна містити посилання на ряд комірок, в котрих міститимуться значення керованих змінних;
- можливе задання певних обмежень – умов чи відношень, яким повинні задовольняти значення керованих змінних.

В діалоговому вікні необхідно задати:

- 1) комірку таблиці, яка утримує значення ПЕР;
- 2) критерій оптимальності;
- 3) комірки таблиці, які утримують керовані змінні;
- 4) всі необхідні обмеження на керовані змінні;

Задавши всі дані які вимагає засіб «Поиск решений» необхідно натиснути кнопку "Найти решение" і оптимізаційна задача буде вирішена.

2.5.2 Визначення оптимальних координат розміщення ЦРП за критерієм мінімуму затрат в СЕП

В КП необхідно обрати оптимальне місце розміщення ЦРП по критерію мінімуму затрат в систему електропостачання керуючись припущенням, що ЦРП може бути встановлена на довільному місці території підприємства, не зайнятому цехом або дорогою.

Визначення оптимальних координат розміщення ЦРП дозволить правильно його розмістити на території підприємства, що в свою чергу, дасть змогу зменшити довжину низьковольтних мереж, в яких є значні втрати потужності, а також зменшити витрату на КЛ, тим самим зменшити витрату кольорових металів, а отже зменшити затрати в СЕП.

Для вибору оптимальних координат розміщення ЦРП необхідно сформулювати математичну модель такої задачі. В даній моделі керованими змінними будуть координати розміщення ЦРП - $(x_0; y_0)$. Показником ефективності рішення будуть виступати сумарні річні приведені затрати в систему електропостачання.

Повна математична модель матиме такий вигляд:

$$\left. \begin{array}{l} Z(x_0, y_0) = \left[(E_e + E_{a_{жс}}) \cdot (a_{жс} + K_0(F_{жс})) + 3 \cdot I_{жс}^2 \cdot r_0(F_{жс}) \cdot k_{жс} \cdot B_0 \right] \cdot \rho((x_0, y_0), (x_{жс}, y_{жс})) + \\ \sum_{i=1}^n \left[(E_e + E_a) \cdot (a + K_0(F_i) \cdot k_i) + 3 \cdot I_i^2 \cdot r_0(F_i) \cdot k_i \cdot B_0 \right] \cdot \rho((x_0, y_0), (x_{жс}, y_{жс})) \rightarrow \min_{x_0, y_0}; \\ \min_{i=1}^n(x_i) \leq x_0 \leq \max_{i=1}^n(x_i); \\ \min_{i=1}^n(y_i) \leq y_0 \leq \max_{i=1}^n(y_i). \end{array} \right\} (2.41)$$

де $Z(x_0, y_0)$ - річні приведені затрати;

E_e - коефіцієнт ефективності капіталовкладень;

E_a - коефіцієнт відрахувань на амортизацію;

- $K_0(F_i)$ - питома вартість ПЛ перерізом F_i ;
- I_i - струм окремої ПЛ від ЦМ до i -тої ЦТП;
- $r_0(F_i)$ - питомий опір ПЛ перерізом F_i ;
- B_0 - питома вартість втрат активної потужності в лінії;
- $I_{жс}$ - струм живлячої ПЛ;
- k_l - кількість проводів живлячої ПЛ;
- $a_{жс}$ - складова питомої вартості живлячої ПЛ на 1 км, не залежна від перерізу;
- k_i - кількість кабелів від ЦРП до i -тої ЦТП;
- F_i - переріз i -тої КЛ;
- $F_{жс}$ - переріз живлячої ПЛ;
- a - складова питомої вартості КЛ на 1 км, не залежна від перерізу;
- n - кількість ЦТП;
- x_0, y_0 - координати ЦМ;
- x_i, y_i - координати i -тої ЦТП;
- $x_{жс}, y_{жс}$ - координати точки підведення зовнішньої лінії живлення.

При визначенні довжини проводів живлення від точки підведення зовнішньої лінії живлення до ЦРП буде використовуватися евклідова метрика, тому що лінію електропередачі можна прокласти по прямій лінії. Тоді довжина лінії буде обраховуватися по формулі:

$$L = \sqrt{(x_0 - x_i)^2 + (y_0 - y_i)^2} \quad (2.42)$$

При прокладанні КЛ від ЦРП до ЦТП буде враховуватись неевклідова метрика, так як кабелі по території прокладаються під прямими кутами, тобто довжина кабелю між двома координатами буде обраховуватися за формулою [16]:

$$L = |x_0 - x_i| + |y_0 - y_i| \quad (2.43)$$

Таблична форма EXCEL для визначення оптимальних координат центру мережі розташована на листі EXCEL під назвою "ЦМ" і зображена на рисунку 2.19.

	A	B	C	D	E	F	G	H	I	J	K	L	M
1	Технічні характеристики мережі												
2	Напруга зовнішньої лінії живлення, кВ										Uж=	10	K2:=Uj
3	Метрика зовнішньої лінії (Е чи НЕ)								МетрикаЖ =		НЕ	K3:=MetrZL	
4	Метрика розподільної мережі (Е чи НЕ)								МетрикаР =		НЕ	K4:=metrR	
5													
6	Економічні характеристики мережі												
7	Питомі втрати, які не залежать від перерізу КЛ 10кВ, тис.грн/км										a=	10	K7:=aCEM
8	Питомі втрати, які не залежать від перерізу зовнішньої КЛ тис.грн/км										аж=	8	K8:=ajCEM
9	Питома вартість втрат, грн/кВт										Во=	6481,00	K9:=BoCEM
10	Коефіцієнт ефективності капіталовкладень										Ee=	0,1	K10:=EeCEM
11	Коефіцієнт відрахувань на амортизацію										Ea=	4,00%	K11:=EaCEM
12	Коефіцієнт відрахувань на амортизацію живлячої лінії										Eаж=	5,00%	K12:=EajCEM
13													
14													
15	Лінії живлення	X, м	Y, м	F, мм ²	k	P, кВт	Q, кВт	I, А	Ro, Ом/км	Ko, т.грн/км	L, м	З, тис. грн	
16	ЖЛ	21	360	240	2	5384,93	4014,27	193,89	0,129	429,012	61,40	15,603	
17	ТП1	318	427	70	2	1147,88	875	41,67	0,443	113,62725	302,60	19,101	
18	ТП2	404	415	70	2	1341,27	1023,31	48,70	0,443	113,62725	376,60	27,896	
19	ТП3	97	394	95	2	1311,74	920,678	46,26	0,326	147,26475	48,60	3,391	
20	ТП4	177	232	120	2	1815,79	1363,4	65,55	0,258	186,35175	222,60	21,522	
21	Сумарні річні приведені затрати в мережу, тис.грн.											87,513	
22	Оптимальні координати ЦЕМ, м									Xo =	82	Yo =	360
23													
24	Координати ЦЕМ на генплані, м									Xo =	82	Yo =	360
25	Сумарні річні приведені затрати в мережу, тис.грн.											58,914	
26													

Рисунок 2.19 - Таблична форма визначення оптимальних координат розміщення ЦРП

Розрахунок оптимальних координат розміщення ЦРП проводиться за допомогою засобу "Поиск решений" діалогове вікно, якого представлено на рисунку 2.20.

	A	B	C	D	E	F	G	H	I	J	K	
1	Microsoft Excel 16.0 Отчет о результатах											
2	Лист: [САПР Верестюк.xls]ЦМ											
3	Отчет создан: 14.11.2021 15:56:52											
4	Результат: Решение найдено. Все ограничения и условия оптимальности выполнены.											
5	Модуль поиска решения											
6	Модуль: Поиск решения нелинейных задач методом ОПГ											
7	Время решения: 0 секунд.											
8	Число итераций: 0 Число подзадач: 0											
9	Параметры поиска решения											
10	Максимальное время 100 с, Число итераций 100, Precision 0,000001											
11	Сходимость 0,0001, Размер совокупности 100, Случайное начальное значение 0, Правые производные											
12	Максимальное число подзадач Без пределов, Максимальное число целочисленных решений Без пределов, Целочисленное отклонение 5%											
13												
14	Ячейка целевой функции (Минимум)											
15	Ячейка	Имя	Исходное значение	Окончательное значение								
16	\$L\$21	Зсумрічн	61,28997891	61,28997891								
17												
18												
19	Ячейки переменных											
20	Ячейка	Имя	Исходное значение	Окончательное значение	Целочисленное							
21	\$J\$24	Хо = Ко, т.грн/км	82	82	Продолжить							
22	\$L\$24	Уо = З, тис. грн	360	360	Продолжить							
23												
24												
25	Ограничения											
26	Ячейка	Имя	Значение ячейки	Формула	Состояние	Допуск						
27	\$J\$22	X0	82	\$J\$22<=440	Без привязки	357,601135						
28	\$J\$22	X0	82	\$J\$22>=0	Без привязки	82						
29	\$L\$22	Y0	360	\$L\$22<=550	Без привязки	190						
30	\$L\$22	Y0	360	\$L\$22>=0	Без привязки	360						
31												

Рисунок 2.20 - Діалогове вікно засобу «Поиск решений» для визначення ЦМ

За допомогою засобу EXCEL "Поиск решений" було визначено оптимальні координати центру мережі $X_0=82$, $Y_0=360$, яким відповідають сумарні річні приведені затрати в мережу 58,914 тис. грн.

Проектне рішення: Оптимальними координатами розміщення ЦРП на генплані є: $X_0=82$, $Y_0=360$. сумарні річні приведені затрати в мережу при цьому становлять 87,51300821 тис. грн.

Генплан підприємства з розміщеними на ньому ЦРП та ТП зображено на рисунку 2.21.

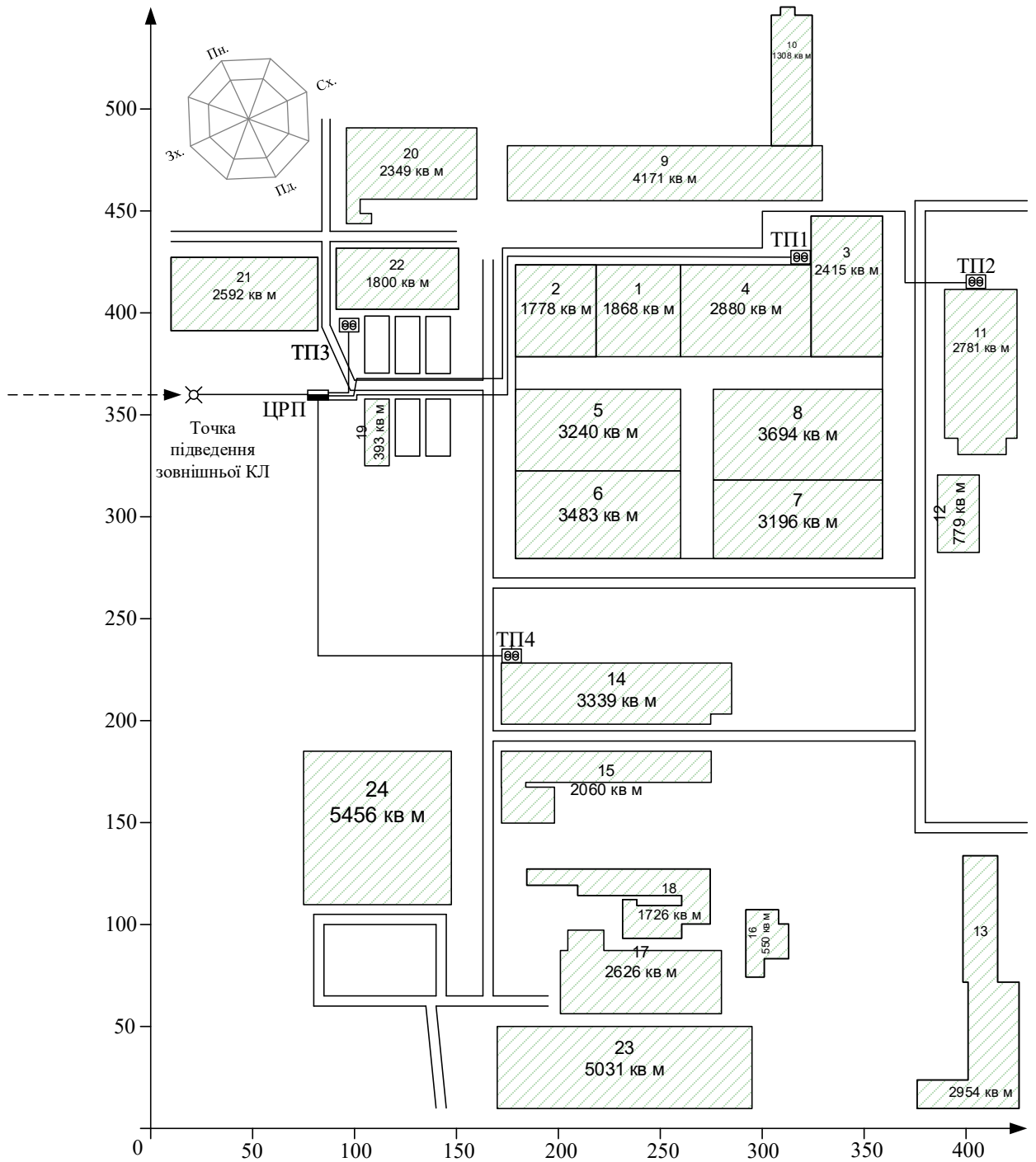


Рисунок 2.21 - Генплан підприємства із розташуванням ЦРП та ЦТП

2.5.3 Автоматизація прийняття оптимальних проектних рішень на нескінченній множині доступних з допомогою математичного моделювання та прийняття рішень СЕП MathCad

Для вирішення задачі з прийняття оптимальних проектних рішень на нескінченній множині доступних в даній магістерській роботі також застосовується математичне моделювання та прийняття рішень СЕП MathCad [17]. При вирішенні задачі КП в електронному процесорі MathCad були використані такі функції: Minimize та блок розв'язку Given. Ці функції застосовувалися за таким алгоритмом, який наведений нижче.

Алгоритм використання функцій Minimize, Maximize а також блоку розв'язку Given:

- 1) Створити формені блоки в яких задаються вихідні дані для розрахунку ПЕР та перевірки обмежень.
- 2) Задати формені блоки з початковими значеннями керованих змінних (аргументів функції ПЕР). Початкові дані можуть бути довільними але їх значення повинні бути допустимо доступними.
- 3) Створити блоки, які задають функцію ПЕР залежно від керованих змінних.
- 4) Відкрити розрахунковий блок Given який починається із слова Given і закінчується функціями Minimize, Maximize.
- 5) Створити блоки які задають обмеження на керовані зміні.
- 6) Викликати функцію Minimize або Maximize.
- 7) Викликати функцію ПЕР та підставити знайдені оптимальні значення керованих змінних.

2.5.4 Визначення оптимальної потужності компенсувальних пристроїв 0,38 кВ за критерієм мінімуму затрат в СЕП

Метою задачі є вибір потужності батарей конденсаторів (БК) у вузлах навантаження.

Керованими змінними є потужності БК у вузлах навантаження $q_k = (q_{k1}, q_{k2}, \dots, q_{kn})$

ПЕР – річні приведені затрати.

Для простоти розрахунків введемо наступні припущення:

- 1) не враховується вплив компенсації реактивних навантажень (КРН) на вибір силових елементів СЕП;
- 2) не враховується постійна складова затрат в компенсувальні установки (КУ);
- 3) напруга у вузлах мережі вважається приблизно однаковою і приймається рівній номінальній. Це дає можливість не враховувати втрати активної потужності від протікання реактивної потужності споживача.

Схема заміщення для розрахунку балансової задачі КРН показана на рисунку 2.23:

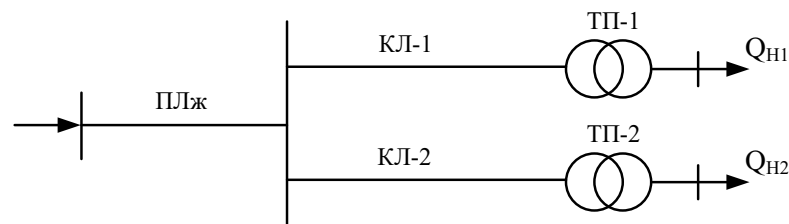


Рисунок 2.22 – Однолінійна схема електропостачання ПАТ «Маяк»

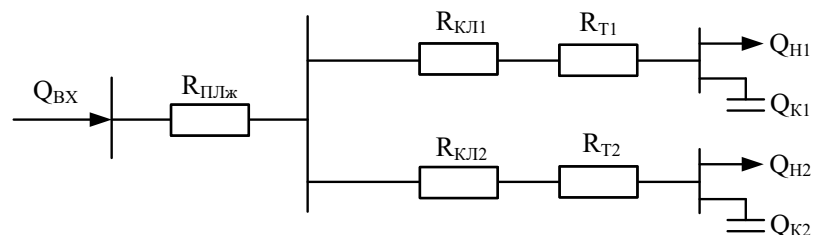


Рисунок 2.23 – Схема заміщення мережі електропостачання ПАТ «Маяк»

Для спрощення розрахунків робляться наступні припущення:

- 1) не враховується вплив КРН на вибір силових елементів СЕП;
- 2) не враховується постійна складова затрат в КУ;
- 3) напруга у вузлах мережі вважається приблизно однаковою і приймається рівною номінальній.

Сформуємо математичну модель балансової задачі оптимальної КРН:

Керовані змінні – потужність БК у вузлах навантаження $q_k = (q_{k1}, q_{k2}, \dots, q_{kn})$

ПЕР – річні приведені затрати.

$$\left\{ \begin{array}{l} Z(Q_k) = \frac{B_0}{U^2} \times \sum_{i=1}^n [(Q_{Hi} - Q_{Ki})^2 (R_{KLi} + R_{Ti})] + \\ + [(E_e + E_a) \cdot B_{k0} + B_0 \cdot \Delta P_k] \times \sum_{i=1}^n Q_{Ki} \rightarrow \min_{Q_k} \\ Q_{Ki} \geq 0, i=1, 2, \dots, n; \\ \sum_{i=1}^n Q_{Hi} - \sum_{i=1}^n Q_{Ki} = Q_{BX} \end{array} \right. \quad (2.44)$$

д

е U – номінальна напруга, до якої приведені активні опори схеми заміщення;

B_0 n – кількість ЦТП та РП 10 кВ;

Q_{Hi} – сума реактивних навантажень, які отримують живлення через i -ту вітку мережі, квар;

Q_{Ki} – сума потужностей КУ тих вузлів мережі, які отримують живлення через i -ту вітку мережі, квар;

R_{KLi} – активний опір окремої лінії;

R_{Ti} – активний опір окремого трансформатора i -тої ЦТП;

ΔP_e – питомі втрати реактивної потужності в КУ, кВт/Мвар;

B_{k0}

– питома вартість КУ;

E_e

– коефіцієнт ефективності капіталовкладень, %;

– коефіцієнт відрахувань на амортизацію, %;

Згідно наведеної математичної моделі задачі (5.4) створено комп'ютерну модель на робочому листі MathCad. Вихідні дані наведені на рисунку 2.24, комп'ютерна модель з результатами розрахунку наведена на рисунку 2.25.

```

+ Вхідні дані для розрахунку          ORIGIN := 1
Напруга, кВ:                            U := 10
Вхідна реактивна потужність, квар:      qвх := 1598
Коефіцієнт ефективності капіталовкладень Eе := 0.1
Коефіцієнт відрахувань на амортизацію Eа := 0.04
Питома вартість КУ                       Bк0 := 100
Питомі втрати реактивної потужності в КУ, кВт/Мвар ΔPк := 4.5
Питома вартість втраг активної потужності, грн/кВт Bо := 6481
Питомі активні опори ліній живлення, Ом/км
τ01 := 0.443    τ02 := 0.443    τ03 := 0.326    τ04 := 0.258
Довжини ліній від ЦРП до ЦТП, км
Lкп1 := 0.302    Lкп2 := 0.376    Lкп3 := 0.048    Lкп4 := 0.222
Опори трансформаторів, Ом
τт1 := 1.05    τт2 := 0.376    τт3 := 0.376    τт4 := 0.376
Реактивна потужність у вузлах навантаження, квар:
qн1 := 875    qн2 := 1023.314    qн3 := 920.678    qн4 := 1363.4
Довільні початкові потужності БК у вузлах навантаження, квар:
qк1 := 100    qк2 := 100    qк3 := 100    qк4 := 100
Довжина та питомий опір лінії живлення:
lж := 0.911    rж0 := 0.129
Опір зовнішньої лінії живлення, Ом
rж := lж · rж0 = 0.118
Опір розподільних ліній живлення, Ом
rл1 := τ01 · Lкп1 = 0.134    rл3 := τ03 · Lкп3 = 0.016
rл2 := τ02 · Lкп2 = 0.167    rл4 := τ04 · Lкп4 = 0.057

```

Рисунок 2.24 – Вхідні дані для розрахунку задачі КРН в середовищі MathCad

Модель балансової задачі компенсації реактивних навантажень

$$3(q_{к1}, q_{к2}, q_{к3}, q_{к4}) := \frac{B_0}{U^2 \cdot 1000} \left[\begin{array}{l} (q_{н1} - q_{к1})^2 \cdot \left(\frac{r_{т1} + r_{л1}}{2} \right) \dots \\ + (q_{н2} - q_{к2})^2 \cdot \left(\frac{r_{т2} + r_{л2}}{2} \right) \dots \\ + (q_{н3} - q_{к3})^2 \cdot \left(\frac{r_{т3} + r_{л3}}{2} \right) \dots \\ + (q_{н4} - q_{к4})^2 \cdot \left(\frac{r_{т4} + r_{л4}}{2} \right) \dots \\ + \left(\begin{array}{l} q_{н1} + q_{н2} + q_{н3} \dots \\ + q_{н4} - q_{к1} - q_{к2} - q_{к3} - q_{к4} \end{array} \right)^2 \cdot \frac{r_{ж}}{2} \end{array} \right] \dots$$

$$+ [(E_e + E_a) \cdot B_{к0} + B_0 \cdot \Delta P_{к}] \cdot (q_{к1} + q_{к2} + q_{к3} + q_{к4})$$

Given
обмеження

$$q_{к1} \geq 0 \quad q_{к2} \geq 0 \quad q_{к3} \geq 0 \quad q_{к4} \geq 0$$

$$(q_{н1} + q_{н2} + q_{н3} + q_{н4}) - (q_{к1} + q_{к2} + q_{к3} + q_{к4}) = q_{вк}$$

Визначаємо оптимальне проектне рішення:

$$q_{к} := \text{Minimize}(3, q_{к1}, q_{к2}, q_{к3}, q_{к4}) = \begin{pmatrix} 696.185 \\ 632.94 \\ 380.212 \\ 875.055 \end{pmatrix}$$

Річні приведені затрати, грн

$$3(q_{к1}, q_{к2}, q_{к3}, q_{к4}) = 1.179 \times 10^7$$

Перевірка, квар

$$(q_{н1} + q_{н2} + q_{н3} + q_{н4}) - (q_{к1} + q_{к2} + q_{к3} + q_{к4}) = 1.598 \times 10^3 \quad q_{вк} = 1.598 \times 10^3$$

Визначаємо потужності БК у вузлах навантаження, квар:

$$q_{кУ} := \frac{q_{к}}{2} = \begin{pmatrix} 348.092 \\ 316.47 \\ 190.106 \\ 437.527 \end{pmatrix}$$

Рисунок 2.25 - Запис математичної моделі КРН та розв'язання задачі КРН в середовищі MathCad

Виконуємо цю саму задачу в середовищі EXCEL за допомогою засобу "Поиск решений". На листі EXCEL під назвою "КРП" виконуємо необхідні розрахунки (рисунок 2.26).

A	B	C	D	E	F	G	H	I	J	K	L
1	Компенсація реактивної потужності										
2	Вхідні дані:										
3	Вхідна реактивна потужність	Q _{вх} =	1598	квар	F4=Q _{вх}						
4	Напруга	U=	10	кВ	F5=U						
5	Коефіцієнт ефективності капиталовкладень		0,1								
6	Коефіцієнт відрахувань на амортизацію		0,04								
7	Питома вартість КУ		100								
8	Питома РП втратів КУ		4,5	кВт/Мвар							
9	Питома вартість втрат АП		6481	грн/кВт	F10=Vo						
10		Vo/(U ² *1000)=	0,06481		F11=F10*(F5 ² *1000)						
11											
12											
13	ЛК	Питома активні опорні лінії	Довжини ліній	Реактивні нав. квар	Опір ТП	Повні актив. опір	Пот. КУ, квар	ПЕР W(Qk)			
14	ЖЛ	0,129	911,40			0,118		146700,016			
15	ТП1	0,443	302,60	875,000	1,050	1,184	639,279	32895,7064			
16	ТП2	0,443	376,60	1023,314	0,376	0,543	509,165	71748,7383			
17	ТП3	0,326	48,60	920,678	0,376	0,392	678,891	11453,8193			
18	ТП4	0,258	222,60	1363,400	0,376	0,433	775,334	74944,8988			
19		Разом		4182,392			2602,67	75963846			
20											
21	Перевірка:										
22	Q _{вх} -Q _{кв} =	1579,723									
23	Q _{вх} =	1598									
24											

Рисунок 2.26 Запис математичної моделі КРН та розв'язання задачі КРН в середовищі EXCEL

Як бачимо результати розрахунків ідентичні в обох випадках що свідчить про їх вірність.

Проектне рішення: розв'язок балансової задачі КРН показав, що доцільно встановити на заводі автоматично регульовані конденсаторні установки УКР-0,4 таких номінальних потужностей[19]:

ЦТП1: ККУ 0.4 650 кВАр;

ЦТП2: ККУ 0.4 550 кВАр;

ЦТП3: ККУ 0.4 700 кВАр;

ЦТП4: ККУ 0.4 800 кВАр;

РОЗДІЛ 3 ПРОЕКТУВАННЯ СИСТЕМИ ТЕЛЕМЕХАНІКИ

3.1 Призначення і завдання системи

Система телемеханіки РП призначена для забезпечення диспетчерського контролю поточного стану головної схеми РП, моніторингу стану поточного режиму РП та управління технологічними одиницями РП і вирішує наступні основні завдання:

- збір даних з присвоєнням мітки часу про положення комутаційних апаратів, стан технологічних захистів, сигналів про технологічні порушення та діагностичної інформації з особливо важливого обладнання і приміщень;
- збір і первинна обробка значень технологічних величин;
- дистанційне керування комутаційними апаратами;
- архівування інформації
- синхронізацію власного таймера
- передача всієї отриманої інформації в систему верхнього рівня диспетчерського управління.

3.2 Функціональний склад

Основне обладнання системи скомпоноване в шафі телемеханіки, що реалізує усі необхідні задачі. Шафа телемеханіки являє собою монтажну шафу, яка замикається на замок і оснащена датчиком контролю доступу. Шафа забезпечує рівень захисту не нижче IP54. У шафі передбачено лампи місцевого освітлення, розетки ~220В для діагностичного обладнання та систему обігріву з термостатом. Схемні рішення і виконання відповідають нормам ПУЕ та ПТЕ. Через відсутність на РП достатньої кількості вільного місця, яке б задовольняло експлуатаційним умовам для встановлення шафи з двостороннім обслуговуванням конструктивно шафа виконується одностороннього обслуговування з двостулковими дверима.

Функціонально шафа телемеханіки складається з наступних компонентів:

- пристрої обробки та обміну інформацією;
- пристрої збору та видачі телеінформаційних сигналів та команд;
- пристрій сполучення з каналом зв'язку;
- пристрої забезпечення електроживлення.

3.3 Структура системи

Система складається з шафи телемеханіки, сполученої з ланцюгами живлення, вимірювальним та сигнальним обладнанням на РП. Шафа телемеханіки розташовується в РУ-10кВ і містить GPRS/LTE-роутер для передачі даних в систему верхнього рівня диспетчерського управління. Для реалізації функції телевимірювання в систему входять вимірювальні перетворювачі Entes EMR-07S та Entes EMM-04S.

Шафа телемеханіки базується на основі комплексу технічних засобів RTU520/540/560 виробництва концерну Hitachi Energy, в складі:

- Процесорний модуль 540CMD01 R0001 1KGT037400R0001 з флеш-картою Rel. 12 SPS/Archive Licence 250 DP 1KGT201649R0012;
- Блоки вводу /виводу сигналів на основі:
 - плати дискретного вводу (ТС) 520BID01 R0001 1KGT033200R0001 та 23BE50 R0001 1KGT020900R0001;
 - плати дискретного виводу (ТК) 23BA40 R0011 1KGT011200R0011;
- Адаптер шини 520ADD02 R0001 1KGT024300R0001;
- Блок живлення SDR-240-24;
- Блок безперебійного живлення DR-UPS40;
- Акумулятори CSB Battery GPL 1272.

Для забезпечення збору даних шафа підключається до контрольних ланцюгів силового, вимірювального і сигнального обладнання РП. Джерелами сигналів для системи телемеханіки служать:

- датчики типу "сухий контакт" комутаційних апаратів, реле захистів і системи центральної сигналізації РП;
- перетворювачі вимірювальні (встановлюються на етапі впровадження системи).

Зв'язок з верхнім рівнем здійснюється на основі GPRS/LTE каналу передачі. Процесорний модуль 540CMD01 при цьому підключається до Ethernet LAN - портів GPRS/LTE - роутера UR35-L04EU-G-W Ursalink.

Інформаційний зв'язок з верхнім рівнем здійснюється за протоколом Host Communication Interface with IEC 60870-5-104 (ідентично ГОСТ Р МЭК 60870-5-104).

Мережеві налаштування обладнання телемеханіки узгоджуються при виконанні робіт з впровадження системи.

Автоматична синхронізація дати та часу організовується від серверу верхнього рівня АСДТУ за протоколом IEC 60870-5-104 з періодичністю один раз на 30 хв. Замовник забезпечує синхронізацію серверу верхнього рівня від корпоративного NTP - серверу або іншим шляхом.

3.4 Коротка характеристика обладнання вводу-виводу даних

Центральний комунікаційний контролер 540CMD01 R0001 є основою шафи телемеханіки і являє собою промисловий ПЛК з розширеними комунікаційними можливостями.



Рисунок 3.1 – Загальний вигляд процесорного модуля 540CMD01

R0001

Основні характеристики 540CMD01 R0001:

- Головний процесор:
 - Центральний процесор - ARM cortex A8, AM3352 @ 800 MHz;
 - Boot Flash- 8 MB;
 - ОЗУ - 256 MB;
- Карта пам'яті SD;
 - Роз'єм - слот карти пам'яті SD (нажимного типу);
 - Тип - SD 2.0, клас 2;
 - Ємність – 4Gb.
- Додатковий годинник реального часу (RTC) з буферною пам'яттю від батарейного живлення (використовуються для зберігання точного часу в стані відключення живлення):
 - Батарея - літієва, 3 В пост. струму, CR2032;
 - Допуск по часу - 1 с;
 - Строк служби батареї > 10 років;

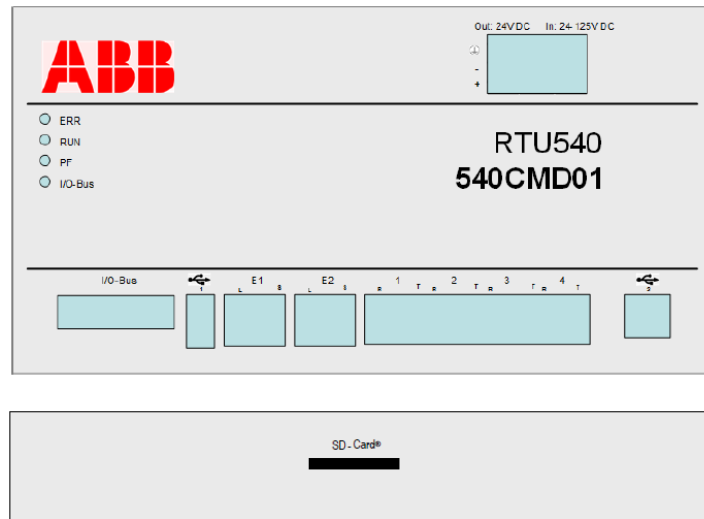


Рисунок 3.2 – Схема розміщення інтерфейсних портів на процесорному модулі 540CMD01 R0001

- Порт 1...4 - послідовні інтерфейси RS485/ RS232 з роз'ємом RJ45;
- Порт I/O bus шини WRB для локального зв'язку з модулями вводу-виводу;
- Порт E1/E2 – Ethernet 10/100BaseT з роз'ємом RJ45;
- обробка всього до 750 каналів вводу/виводу даних (в залежності від встановленої флеш-карти);
- синхронізація часу за протоколом SNTP або IEC 60870-5-104;
- внутрішнє джерело живлення інтегрованого годинника;
- встановлення на DIN-рейку.

Підтримка протоколів зв'язку систем телемеханіки і РЗА:

- MEK 60870-5-101 (по RS232/RS485);
- MEK 60870-5-104 (по Ethernet);
- MEK 60870-5-103 (РЗА);
- MEK 61850-8-1 (універсальний протокол РЗА);
- DNP3;
- SPA;
- Modbus.

Контролер працює під управлінням заводського системного ПЗ, яке конфігурується для виконання необхідних завдань. Вбудований в контролер web-сервер дозволяє експлуатаційному персоналу за допомогою підключення до контролера ноутбука з web-браузером, виконувати за місцем моніторинг стану входів модулів вводу, моніторинг і зміну стану виходів модулів виведення, діагностику системи телемеханіки, перегляд системних подій, зчитування і завантаження конфігурації системи. В цілях безпеки для підключення до контролера через web-браузер треба ввести ім'я користувача та пароль.



Рис. 3.3 – Модуль
520BID01 R0001

Модуль дискретних входів 520BID01 R0001 (Рис. 3.3) забезпечує 16 гальванічно ізольованих входів для 16 дискретних сигналів процесу. Опитування і обробка входів виконується з роздільною здатністю часу в 1 мс.

Може обробляти такі основні типи сигналів:

- 16 одиночних індикацій з міткою часу
- 8 подвійних індикацій з міткою часу

Модуль використовується для обробки одиночних, подвійних індикацій та має загальний контакт для 8 входів.

Напруга дискретних входів від 24В до 60В. Наявність сигналу на каналах модуля відображають світлодіоди.



Рис. 3.4 – Модуль 23BE50
R0001

Плата дискретних входів 23BE50 R0001 (Рис. 3.4) призначена для вводу, через гальванічно ізольовані входи, 64-х сигналів процесу, згрупованих в 4 групи по 16 дискретних сигналів в кожній. Опитування і обробка входів виконується з роздільною здатністю в 1 мс. Може обробляти такі основні типи сигналів: 64 одиночних індикацій з міткою часу; 32 подвійних індикацій з міткою часу. Напряга дискретних входів від 24В до 60В. Наявність сигналу на каналах модуля відображають світлодіоди. Модуль використовується для обробки одиночних, подвійних індикацій та має загальний контакт для кожних 16 входів.

Плата дискретних виходів 23BA40 R0011 (рис. 3.5) має гальванічно розв'язані виходи для виведення 16 дискретних сигналів процесу. Призначення виходу для декількох функцій обробки проводиться згідно з правилами конфігурації. Безпечний командний вихід для перевірки вихідних реле використовується для наступних типів сигналів: об'єктні команди з однополюсними і двополюсними вихідними контактами, команди управління, цифрові уставки, 16 вихідних контактів, сконфігурованих як 16 однополюсних або 8 двополюсних вихідних контактів.



Рис. 3.5 – Модуль 23BA40 R0011

- Комутована напруга: 24 ... 220 В DC / 250 В AC
- Макс. потужність комутації: 120 Вт (DC)
- Макс. комутований струм: 300 мА при 110 В DC, 200 мА при 220 В DC (L / R = 40 мс).
- Ізольовані вихідні контакти реле (NO), 2-х полюсне підключення



Рис. 3.6 – Адаптер
520ADD02 R0001

Адаптер 520ADD02 R0001 (Рис.6) використовується для розширення шини за рахунок підключення до 8 модулів вводу/виводу типу: 520BID01, 520BOD01, 520AID01, 520AOD01, 520PTD01 і інтерфейсу для подальшого розширення шини вводу/виводу.

Адаптер використовується для закінчення послідовної шини (WRB шина). На додаток до цього він автоматично генерує адреси модулів в межах корпусу. Модуль 520ADD02 конвертує інтерфейс шини WRB в інтерфейс RS-485.

Характеристики RS-485: 19,2 кбод, 200 м.

Включає 20-жильний стрічковий кабель довжиною 300 мм.

3.5 Коротка характеристика та налаштування LTE-роутера

Технічні характеристики URSALINK UR35 (Рис. 3.7):

LTE	Частоти: FDD B3 (1800), B20 (800), B1 (2100), B8 (900) MHz
UMTS	Частоти: B1 (2100), B8 (900) MHz
GSM / GPRS / EDGE	Частоти: B3 (1800), B8 (900) MHz
Джерело живлення	9 - 30 VDC
Блок живлення	100-240 VAC -> 9 VDC
WiFi	Підтримувані стандарти: 802.11b / g / n Частотний діапазон: 2.401 - 2.495 GHz Режими роботи:

	точка доступу / STA Безпека: прихований SSID, контроль доступу на основі MAC-адрес
Інтерфейси	5 x RJ45 10/100 Мбіт / с (1 x WAN, 4 x LAN) 2 x SMA LTE 1 x RP-SMA WiFi 1 x SMA GPS 1 x USB 2.0
Індикація	1.1 5 x Ethernet LED 1 x Power LED 1 x SIM status LED 3 x двокольоровий LED статусу 3 x рівень сигналу LED
Процесор	528 МГц, 32-бітний ARM Cortex-A7
Пам'ять	128 Мб DDR2
Слотів SIM	2
Підтримка технологій і функцій	1.2 OpenVPN, IPsec, PPTP, L2TP, DMVPN, GRE Backup WAN PPPoE Dynamic DNS Перезавантаження по SMS / ping, перезавантаження за графіком Статус, настройка по SMS Відправлення / читання SMS через HTTP Моніторинг: SNMP, SNMP trap, TR-069 Логування: System log VRRP QoS Web filter

	<p>Tacacs+</p> <p>Wireless hotspot з підтримкою RADIUS server</p> <p>Автоматичний свитч SIM-карт (за рівнем сигналу, ліміту викачаних / переданих даних, роумінгу)</p> <p>Підтримка профілів настройки</p> <p>Підтримка точок відновлення</p> <p>RS232 serial console</p> <p>RS485 over IP</p>
Кліматичні умови експлуатації	<p>температура від -40 до 75 ° C при вологості від 10 до 90% без конденсації</p>



Рисунок 3.7 – LTE-роутер URSALINK UR35

3.6 Монтаж зовнішніх зв'язків

Монтаж зовнішніх зв'язків проводиться до модулів вводу/виводу даних, конструктивно виконаних у форматі блок-модулів, які встановлюються на DIN-рейку.

Мікропроцесорні пристрої та цифрові вимірювальні перетворювачі заводяться через телекомунікаційні кабелі на патч-панелі XU.

Для інтеграції сигналів телесигналізації проектом передбачається провід ПВ різного перерізу:

1. ПВ-1 1x1,5 кв. мм. для наступних ланцюгів:
 - телесигналізації для під'єднання до клемника телемеханіки;
 - напруги з ТН та живлення для під'єднання безпосередньо до аналізаторів мережі EMR-07S та мультиметрів EMM-04S;
 - ланцюгів телесигналізації та напруги для монтажу в колах РЗА.
2. ПВ-1 1x2,5 кв. мм. для:
 - ланцюгів трансформаторів струму для під'єднання безпосередньо до аналізаторів мережі EMR-07S та мультиметрів EMM-04S;
 - ланцюгів трансформаторів струму для монтажу в колах РЗА.
3. ПВ-1 1x16,0 кв. мм. (жовто-зелений) використовується для організації заземлення пристрою захисту від перенапруг ланцюгів ~220В до шини заземлення РП (загальною довжиною 20 м.).
4. ПВ-1 1x6,0 кв. мм. використовується для підключення автоматичного вимикача системи телемеханіки.
5. ПВ-1 1x16,0 кв. мм. (жовто-зелений) використовується для заземлення шафи телемеханіки до шини заземлення РП (загальною довжиною 20 м.).
6. Кабель FTP-cat.5E LSOH для організації підключення інформаційних кіл до EMR-07S та EMM-04S.

Клемники ТМ, що встановлюються в комірках РЗА оптимально монтувати в клемному відсіку комірки.

В таблиці зведено розрахункові довжини монтажного проводу для кіл телемеханіки та РЗА згідно кількості сигналів та приблизною середньою довжиною монтажних ланцюгів для ТС, трансформаторів струму, ТН, ТСН, пристрою EMR-07S та EMM-04S. Прокладання проводу виконується на провідотримачах.

Таблиця 3.1 – Провід ПВ-1 1x1,5кв.мм

Найменування	Кількість запроектованих об'єктів, шт.	Середня довжина проводу на 1 об'єкт, м	Всього, м
Ланцюги телемеханіки (монтаж від клемників ТМ на панелях РЗА до клем обладнання РЗА)			
Сигналізація	32	6	192
Підключення кіл напруги до EMR-07S	2	12	24
Керування	12	15	180
Підключення кіл живлення до EMR-07S та EMM-04S	12	6	72
Вивід кіл напруги до EMR-07S	2	16	32
Вивід кіл напруги НЛ-6	2	12	24
Вивід кіл напруги ЕЛ-11	2	12	24
Підключення реле	3	12	36
		Всього	584

Таблиця 3.2 – Провід ПВ-1 1x2,5кв.мм

Найменування	Кількість запроектованих об'єктів, шт.	Середня довжина проводу на 1 об'єкт, м	Всього, м
Ланцюги телемеханіки (монтаж від клемників ТМ на панелях РЗА до клем обладнання РЗА)			
Підключення кіл струму EMR-07S та EMM-04S	12	18	216
Ланцюги РЗА (внутрішній монтаж на панелях РЗА, підключення встановлююмого за проектом обладнання РЗА)			
Монтаж кіл струму для EMR-07S та EMM- 04S	12	12	144
		Всього	360

Таблиця 3.3 – Провід ПВ-1 1x6,0кв.мм

Найменування	Кількість запроектованих об'єктів, шт.	Середня довжина проводу на 1 об'єкт, м	Всього, м
Ланцюги РЗА (внутрішній монтаж на панелях РЗА, підключення встановлюваного за проектом обладнання РЗА)			
Монтаж автоматичного вимикача	1	10	10
		Всього	10

Таблиця 3.4 – Кабель S-FTP-cat.5E LSOH

Найменування	Кількість запроектованих об'єктів, шт.	Середня довжина проводу на 1 об'єкт, м	Всього, м
Ланцюги телемеханіки (монтаж від клемників ТМ на панелях РЗА до клем обладнання РЗА)			
Підключення інф. кіл EMR-07S та EMM-04S	12	2	24
Підключення інф. кіл УЗА10А.2	9	2	18
		Всього	42

Таблиця 3.5 – Кабельний журнал підключення зовнішніх зв'язків

Поз.	Траса		Участок траси кабеля	Призначення	Кабель, провід		
	Початок	Кінець			Марка	4x1	Довжина, м
TMS-1	Шафа ТМ	РП-10кВ. Комірка №7	в кабельному лотку	Положення вимикача	КВВГЕнг	5x1	15
TMS-2	Шафа ТМ	РП-10кВ. Комірка №8	в кабельному лотку	Положення вимикача	КВВГЕнг	5x1	21
TMS-3	Шафа ТМ	РП-10кВ. Комірка №2	в кабельному лотку	Положення вимикача	КВВГЕнг	5x1	17
TMS-4	Шафа ТМ	РП-10кВ. Комірка №13	в кабельному лотку	Положення вимикача	КВВГЕнг	5x1	17
TMS-5	Шафа ТМ	РП-10кВ. Комірка №15	в кабельному лотку	Положення вимикача	КВВГЕнг	5x1	18
TMS-6	Шафа ТМ	РП-10кВ. Комірка №17	в кабельному лотку	Положення вимикача	КВВГЕнг	5x1	19
TMS-7	Шафа ТМ	РП-10кВ. Комірка №19	в кабельному лотку	Положення вимикача	КВВГЕнг	5x1	20
TMS-8	Шафа ТМ	РП-10кВ. Комірка №6	в кабельному лотку	Положення вимикача	КВВГЕнг	5x1	20
TMS-9	Шафа ТМ	РП-10кВ. Комірка №12	в кабельному лотку	Положення вимикача	КВВГЕнг	5x1	24
TMS-10	Шафа ТМ	РП-10кВ. Комірка №14	в кабельному лотку	Положення вимикача	КВВГЕнг	5x1	25
TMS-11	Шафа ТМ	РП-10кВ. Комірка №16	в кабельному лотку	Положення вимикача	КВВГЕнг	5x1	26
TMS-12	Шафа ТМ	РП-10кВ. Комірка №18	в кабельному лотку	Положення вимикача	КВВГЕнг	5x1	27
TMS-13	Шафа ТМ	РП-10кВ. Комірка №5	в кабельному лотку	Робота АВР оперструму, Живлення оперструму від ТВП, Живлення оперструму від Т2	КВВГЕнг	7x1	14
TMS-14	Шафа ТМ	РП-10кВ. Комірка №1	в кабельному лотку	Несправність ТН-1, Земля 1СШ	КВВГЕнг	5x1	11
TMS-15	Шафа ТМ	РП-10кВ. Комірка №4	в кабельному лотку	Несправність ТН-2, Земля 2СШ	КВВГЕнг	5x1	19

TMS-16	Шафа ТМ	РП-10кВ. Двері	в кабельному лотку	Охорона РП	КВВГЕнг	4x1	14
TMS-17	Шафа ТМ	РП-10кВ. Двері	в кабельному лотку	Охорона РП	КВВГЕнг	4x1	28
TMS-18	Шафа ТМ	РП-10кВ. Комірка №19	в кабельному лотку	Формування сигналу Аварія РП за допомогою УЗА-10А.2	КВВГЕнг	4x1	21
TMS-19	РП-10кВ. Комірка №19	РП-10кВ. Комірка №17	в кабельному лотку	Формування сигналу Аварія РП за допомогою УЗА-10А.2	КВВГЕнг	4x1	7
TMS-20	РП-10кВ. Комірка №17	РП-10кВ. Комірка №15	в кабельному лотку	Формування сигналу Аварія РП за допомогою УЗА-10А.2	КВВГЕнг	4x1	7
TMS-21	РП-10кВ. Комірка №15	РП-10кВ. Комірка №13	в кабельному лотку	Формування сигналу Аварія РП за допомогою УЗА-10А.2	КВВГЕнг	4x1	7
TMS-22	РП-10кВ. Комірка №13	РП-10кВ. Комірка №6	в кабельному лотку	Формування сигналу Аварія РП за допомогою УЗА-10А.2	КВВГЕнг	4x1	27
TMS-23	РП-10кВ. Комірка №6	РП-10кВ. Комірка №12	в кабельному лотку	Формування сигналу Аварія РП за допомогою УЗА-10А.2	КВВГЕнг	4x1	10
TMS-24	РП-10кВ. Комірка №12	РП-10кВ. Комірка №14	в кабельному лотку	Формування сигналу Аварія РП за допомогою УЗА-10А.2	КВВГЕнг	4x1	7
TMS-25	РП-10кВ. Комірка №14	РП-10кВ. Комірка №18	в кабельному лотку	Формування сигналу Аварія РП за допомогою УЗА-10А.2	КВВГЕнг	4x1	9
TMS-26	РП-10кВ. Комірка №18	РП-10кВ. Комірка №16	в кабельному лотку	Формування сигналу Аварія РП за допомогою УЗА-10А.2	КВВГЕнг	4x1	7
TMI-1	РП-10кВ. Комірка №7	РП-10кВ. Комірка №1	в кабельному лотку	Напруга ТН-1	КВВГЕнг	5x1	10
TMI-2	РП-10кВ. Комірка №8	РП-10кВ. Комірка №4	в кабельному лотку	Напруга ТН-2	КВВГЕнг	5x1	9
TMU-1	Шафа ТМ	РП-10кВ. Комірка №7	в кабельному лотку	Керування вимикачем	КВВГЕнг	5x1.5	15
TMU-2	Шафа ТМ	РП-10кВ. Комірка №8	в кабельному лотку	Керування вимикачем	КВВГЕнг	5x1.5	21
TMU-3	Шафа ТМ	РП-10кВ. Комірка №2	в кабельному лотку	Керування вимикачем	КВВГЕнг	5x1.5	17
TMU-4	Шафа ТМ	РП-10кВ. Комірка №13	в кабельному лотку	Керування вимикачем	КВВГЕнг	5x1.5	17
TMU-5	Шафа ТМ	РП-10кВ. Комірка №15	в кабельному лотку	Керування вимикачем	КВВГЕнг	5x1.5	18
TMU-6	Шафа ТМ	РП-10кВ. Комірка №17	в кабельному лотку	Керування вимикачем	КВВГЕнг	5x1.5	19
TMU-7	Шафа ТМ	РП-10кВ. Комірка №19	в кабельному лотку	Керування вимикачем	КВВГЕнг	5x1.5	20
TMU-8	Шафа ТМ	РП-10кВ. Комірка №6	в кабельному лотку	Керування вимикачем	КВВГЕнг	5x1.5	20

TMU-9	Шафа ТМ	РП-10кВ. Комірка №12	в кабельному лотку	Керування вимикачем	КВВГЕнг	5x2.5	24
TMU-10	Шафа ТМ	РП-10кВ. Комірка №14	в кабельному лотку	Керування вимикачем	КВВГЕнг	5x2.5	25
TMU-11	Шафа ТМ	РП-10кВ. Комірка №16	в кабельному лотку	Керування вимикачем	КВВГЕнг	5x2.5	26
TMU-12	Шафа ТМ	РП-10кВ. Комірка №18	в кабельному лотку	Керування вимикачем	КВВГЕнг	5x2.5	27
TMF-1	Шафа ТМ	РП-10кВ. Комірка №7	в гофротрубі по кабельному лотку	Збір інформації з пристрою Entes EMR-07S	КПВонг-НФЭО-ВП (200)	4x2x0,51	15
TMF-2	РП-10кВ. Комірка №7	РП-10кВ. Комірка №13	в гофротрубі по кабельному лотку	Збір інформації з пристрою Entes EMM-04S	КПВонг-НФЭО-ВП (200)	4x2x0,51	10
TMF-3	РП-10кВ. Комірка №13	РП-10кВ. Комірка №15	в гофротрубі по кабельному лотку	Збір інформації з пристрою Entes EMM-04S	КПВонг-НФЭО-ВП (200)	4x2x0,51	7
TMF-4	РП-10кВ. Комірка №15	РП-10кВ. Комірка №17	в гофротрубі по кабельному лотку	Збір інформації з пристрою Entes EMM-04S	КПВонг-НФЭО-ВП (200)	4x2x0,51	7
TMF-5	РП-10кВ. Комірка №17	РП-10кВ. Комірка №19	в гофротрубі по кабельному лотку	Збір інформації з пристрою Entes EMM-04S	КПВонг-НФЭО-ВП (200)	4x2x0,51	7
TMF-6	Шафа ТМ	РП-10кВ. Комірка №2	в гофротрубі по кабельному лотку	Збір інформації з пристрою Entes EMM-04S	КПВонг-НФЭО-ВП (200)	4x2x0,51	19
TMF-7	РП-10кВ. Комірка №2	РП-10кВ. Комірка №6	в гофротрубі по кабельному лотку	Збір інформації з пристрою Entes EMM-04S	КПВонг-НФЭО-ВП (200)	4x2x0,51	9
TMF-8	РП-10кВ. Комірка №6	РП-10кВ. Комірка №8	в гофротрубі по кабельному лотку	Збір інформації з пристрою Entes EMR-07S	КПВонг-НФЭО-ВП (200)	4x2x0,51	7
TMF-9	РП-10кВ. Комірка №8	РП-10кВ. Комірка №12	в гофротрубі по кабельному лотку	Збір інформації з пристрою Entes EMM-04S	КПВонг-НФЭО-ВП (200)	4x2x0,51	9
TMF-10	РП-10кВ. Комірка №12	РП-10кВ. Комірка №14	в гофротрубі по кабельному лотку	Збір інформації з пристрою Entes EMM-04S	КПВонг-НФЭО-ВП (200)	4x2x0,51	7
TMF-11	РП-10кВ. Комірка №14	РП-10кВ. Комірка №16	в гофротрубі по кабельному лотку	Збір інформації з пристрою Entes EMM-04S	КПВонг-НФЭО-ВП (200)	4x2x0,51	7
TMF-12	РП-10кВ. Комірка №16	РП-10кВ. Комірка №18	в гофротрубі по кабельному лотку	Збір інформації з пристрою Entes EMM-04S	КПВонг-НФЭО-ВП (200)	4x2x0,51	7

TMF-13	Шафа ТМ	РП-10кВ. Комірка №19	в гофротрубі по кабельному лотку	Збір інформації з пристрою УЗА-10А.2	КПВонг-НФЭО-ВП (200)	4x2x0,51	21
TMF-14	РП-10кВ. Комірка №19	РП-10кВ. Комірка №17	в гофротрубі по кабельному лотку	Збір інформації з пристрою УЗА-10А.2	КПВонг-НФЭО-ВП (200)	4x2x0,51	7
TMF-15	РП-10кВ. Комірка №17	РП-10кВ. Комірка №15	в гофротрубі по кабельному лотку	Збір інформації з пристрою УЗА-10А.2	КПВонг-НФЭО-ВП (200)	4x2x0,51	7
TMF-16	РП-10кВ. Комірка №15	РП-10кВ. Комірка №13	в гофротрубі по кабельному лотку	Збір інформації з пристрою УЗА-10А.2	КПВонг-НФЭО-ВП (200)	4x2x0,51	7
TMF-17	РП-10кВ. Комірка №13	РП-10кВ. Комірка №6	в гофротрубі по кабельному лотку	Збір інформації з пристрою УЗА-10А.2	КПВонг-НФЭО-ВП (200)	4x2x0,51	27
TMF-18	РП-10кВ. Комірка №6	РП-10кВ. Комірка №12	в гофротрубі по кабельному лотку	Збір інформації з пристрою УЗА-10А.2	КПВонг-НФЭО-ВП (200)	4x2x0,51	10
TMF-19	РП-10кВ. Комірка №12	РП-10кВ. Комірка №14	в гофротрубі по кабельному лотку	Збір інформації з пристрою УЗА-10А.2	КПВонг-НФЭО-ВП (200)	4x2x0,51	7
TMF-20	РП-10кВ. Комірка №14	РП-10кВ. Комірка №18	в гофротрубі по кабельному лотку	Збір інформації з пристрою УЗА-10А.2	КПВонг-НФЭО-ВП (200)	4x2x0,51	9
TMF-21	РП-10кВ. Комірка №18	РП-10кВ. Комірка №16	в гофротрубі по кабельному лотку	Збір інформації з пристрою УЗА-10А.2	КПВонг-НФЭО-ВП (200)	4x2x0,51	7
TMP-1	Шафа ТМ	РП-10кВ. Комірка №5	в кабельному лотку	Живлення шафи ТМ ~220В	ВВГнг	3x4	14
TMP-2	Шафа ТМ	РП-10кВ. Комірка №7	в кабельному лотку	Живлення пристрою Entes EMR-07S	ВВГнг	4x1,5	15
TMP-3	РП-10кВ. Комірка №7	РП-10кВ. Комірка №13	в кабельному лотку	Живлення пристрою Entes EMM-04S	ВВГнг	4x1,5	10
TMP-4	РП-10кВ. Комірка №13	РП-10кВ. Комірка №15	в кабельному лотку	Живлення пристрою Entes EMM-04S	ВВГнг	4x1,5	7
TMP-5	РП-10кВ. Комірка №15	РП-10кВ. Комірка №17	в кабельному лотку	Живлення пристрою Entes EMM-04S	ВВГнг	4x1,5	7
TMP-6	РП-10кВ. Комірка №17	РП-10кВ. Комірка №19	в кабельному лотку	Живлення пристрою Entes EMM-04S	ВВГнг	4x1,5	7
TMP-7	Шафа ТМ	РП-10кВ. Комірка №2	в кабельному лотку	Живлення пристрою Entes EMM-04S	ВВГнг	4x1,5	19

TMP-8	РП-10кВ. Комірка №2	РП-10кВ. Комірка №6	в кабельному лотку	Живлення пристрою Entes EMM-04S	ВВГнг	4x1,5	9
TMP-9	РП-10кВ. Комірка №6	РП-10кВ. Комірка №8	в кабельному лотку	Живлення пристрою Entes EMR-07S	ВВГнг	4x1,5	7
TMP-10	РП-10кВ. Комірка №8	РП-10кВ. Комірка №12	в кабельному лотку	Живлення пристрою Entes EMM-04S	ВВГнг	4x1,5	9
TMP-11	РП-10кВ. Комірка №12	РП-10кВ. Комірка №14	в кабельному лотку	Живлення пристрою Entes EMM-04S	ВВГнг	4x1,5	7
TMP-12	РП-10кВ. Комірка №14	РП-10кВ. Комірка №16	в кабельному лотку	Живлення пристрою Entes EMM-04S	ВВГнг	4x1,5	7
TMP-13	РП-10кВ. Комірка №16	РП-10кВ. Комірка №18	в кабельному лотку	Живлення пристрою Entes EMM-04S	ВВГнг	4x1,5	7

План РП Масштаб 1:100

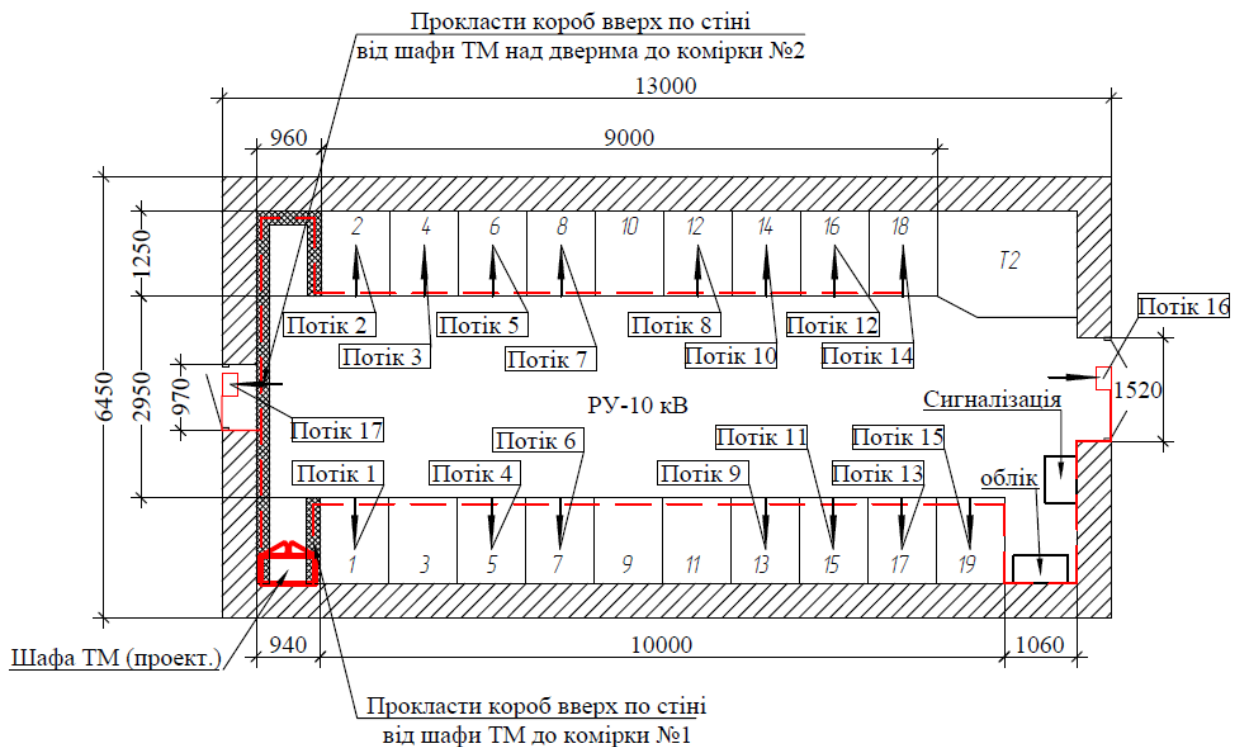


Рисунок 3.8 – План РП ПАТ «Маяк» з нанесенням потоків

Таблиця 3.6 – Номер потоків відповідно до комірки

№ Комірки	Найменування	№ підведеного кабелю	№ Потоку
РУ-10 кВ			
1	1ТН	ТМІ-1, ТМS-14	Потік 1
2	Секційний ВкВ	ТМУ-3, ТМS-3, ТМF-6, ТМF-7, ТМР-7, ТМР-8	Потік 2
4	2ТН	ТМІ-2, ТМS-15	Потік 3
5	Панель власних потреб	ТМS-13, ТМР-1	Потік 4
6		ТМУ-8, ТМS-8, ТМS-22, ТМS-23, ТМF-7, ТМF-8, ТМF-17, ТМF-18, ТМР-8, ТМР-9	Потік 5
7		ТМУ-1, ТМS-1, ТМF-1, ТМF-2, ТМР-2, ТМР-3, ТМР-1	Потік 6
8		ТМУ-2, ТМS-2, ТМF-8, ТМF-9, ТМР-9, ТМР-10, ТМІ-2	Потік 7
12		ТМУ-9, ТМS-9, ТМS-23, ТМS-24, ТМF-9, ТМF-10, ТМF-18, ТМF-19, ТМР-10, ТМР- 11	Потік 8
13		ТМУ-4, ТМS-4, ТМS-21, ТМS-22, ТМF-2, ТМF-3, ТМF-16, ТМF-17, ТМР-3, ТМР-4	Потік 9
14		ТМУ-10, ТМS-10, ТМS-24, ТМS-25, ТМF- 10, ТМF-11, ТМF-19, ТМF-20, ТМР-11, ТМР-12	Потік 10
15		ТМУ-5, ТМS-5, ТМS-20, ТМS-21, ТМF-3, ТМF-4, ТМF-15, ТМF-16, ТМР-4, ТМР-5	Потік 11
16		ТМУ-11, ТМS-11, ТМS-26, ТМF-11, ТМF- 12, ТМF-21, ТМР-12, ТМР-13	Потік 12
17		ТМУ-6, ТМS-6, ТМS-19, ТМS-20, ТМF-4, ТМF-5, ТМF-14, ТМF-15, ТМР-5, ТМР-6	Потік 13

18		TMU-12, TMS-12, TMS-25, TMS-26, TMF-12, TMF-20, TMF-21, TMP-13	Потік 14
19		TMU-7, TMS-7, TMS-18, TMS-19, TMF-13, TMF-14, TMF-5, TMP-6	Потік 15
	Двері1	TMS-17	Потік 16
	Двері2	TMS-16	Потік 17

3.7 Телесигналізація

Виходячи з доступної номенклатури модулів вибраної серії контролерів телемеханіки RTU520/RTU560, для вводу сигналів телесигналізації на РП доцільно використовувати модуль 520VID01 R0001 та 23BE50. Рівень напруги стану каналу «активний» модулів складає 24В. Подання напруги 24В на входи модулів дискретного вводу здійснюється шляхом підключення релейних виходів силового обладнання, реле ланцюгів центральної сигналізації та датчиків землі на шинах в розрив ланцюга від клеми «+» блоку живлення ланцюгів дискретних сигналів шафи до клеми (+) каналу модуля дискретного вводу. Клема «-» блоку живлення ланцюгів дискретних сигналів підключається до клеми «-» каналів модуля дискретного вводу безпосередньо. Для забезпечення гальванічної розв'язки і захисту ланцюгів ТС використовується блок гальванорозв'язки TCL-024-124 DC (UG3).

В зв'язку з застарілим обладнанням комірок, конструктивно неможливо інтегрувати в систему телемеханіки положення роз'єднувачів та заземлювачів. Для положення вимикачів використовуються двобітні сигнали.

Для виведення ланцюгів телесигналізації модулів 23BE50 з роботи служить перемикач кулачковий, двопозиційний (4G10-63-U). При виведенні ключа ланцюги ТС знеструмлюються.

На диспетчерський пункт сигнали телесигналізації передаються по протоколу МЕК 60870-5-104, формат посилки вказаний в таблиці параметрів.

Схема електрична принципова телесигналізації зображена на рисунках 3.9-3.11.

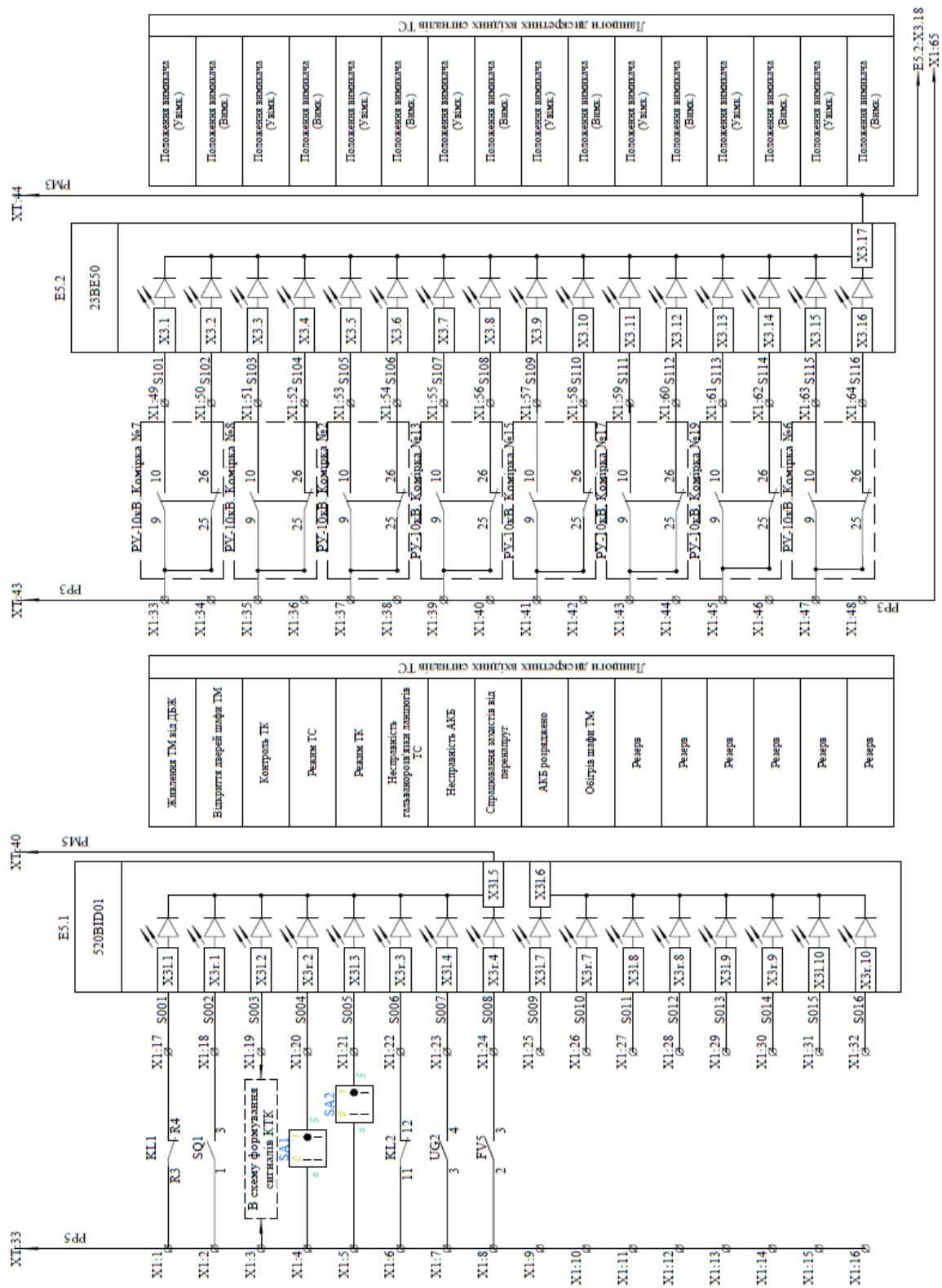


Рисунок 3.9 – Схема електрична принципова. Телесигналізація

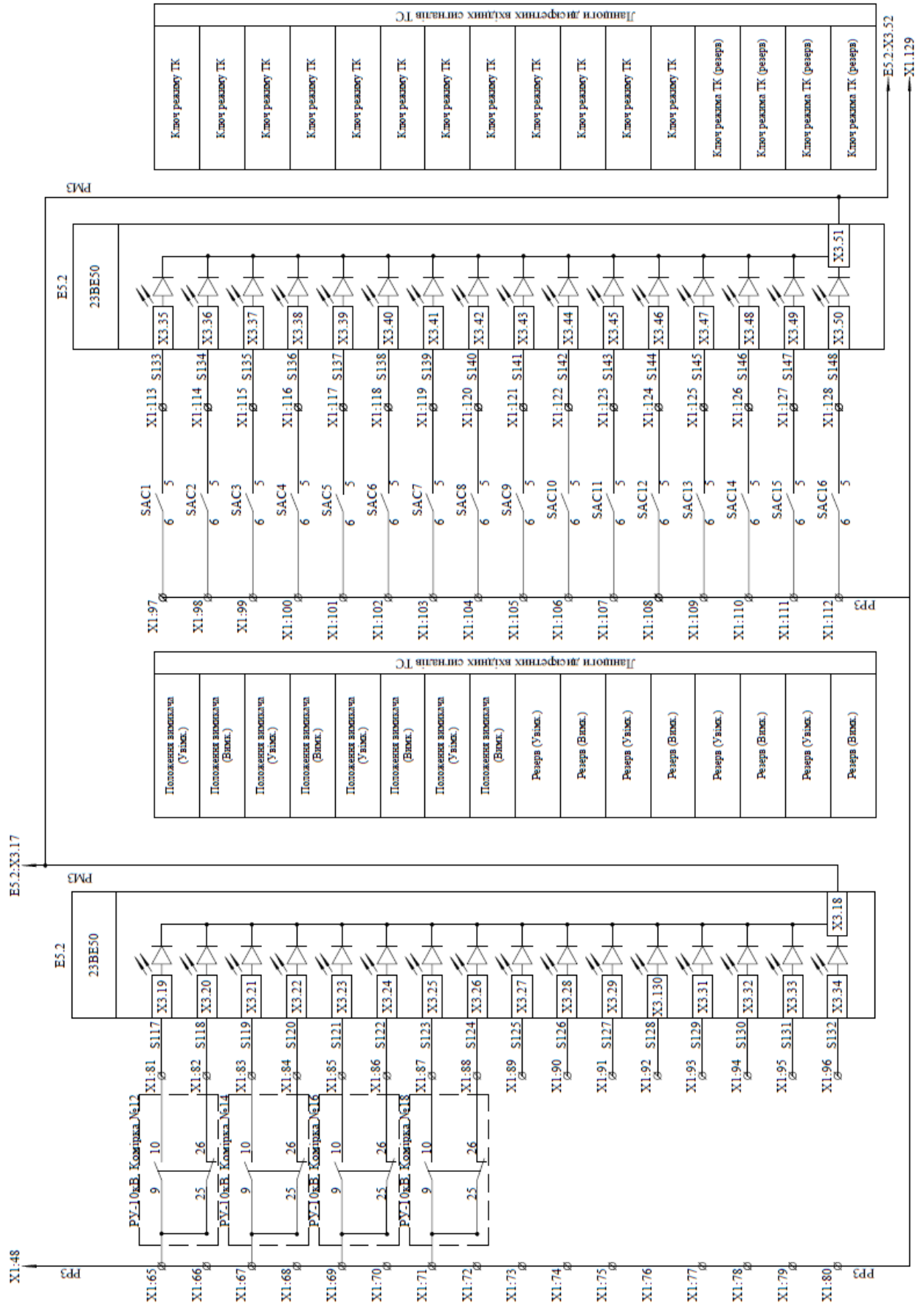


Рисунок 3.10 – Схема електрична принципова. Телесигналізація

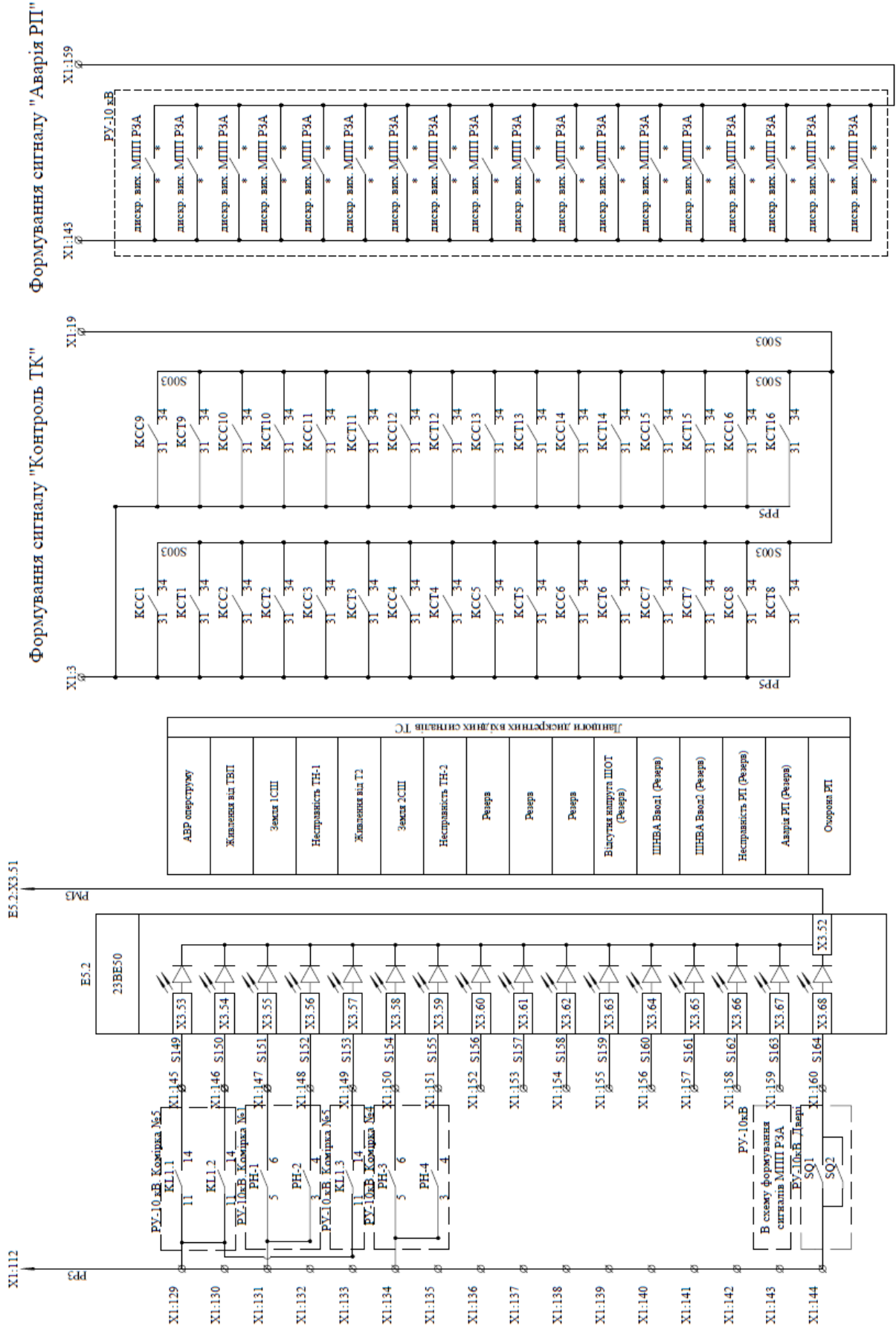


Рисунок 3.11 – Схема електрична принципова. Телесигналізація

3.8 Телевимірювання

Функція телевимірювання реалізована за допомогою аналізаторів мережі EMR-07S та мультиметрів EMM-04S шляхом збору інформації безпосередньо з струмових кіл та трансформаторів напруги і передачею інформації в RTU по RS-485 інтерфейсу по протоколу Modbus RTU, формат посилки вказаний в таблиці параметрів. Аналізатори мережі EMR-07S та мультиметри EMM-04S встановлюються в комірках приєднань поруч з іншими МПП РЗА

3.9 Телекерування

Функція телекерування реалізована за допомогою модулів дискретних виходів 23BA40. Ланцюги телекерування включаються в розрив ланцюгів живлення котушок проміжних реле повторювачів для ланцюгів включення/відключення вимикача. Кожен модуль дискретного виводу має 16 основних каналів телекерування. Вивід на клемник шафи контактів реле (команда «Увімкнути») і (команда «Вимкнути») здійснюється так, щоб забезпечити можливість для підключення три-, чотири- і п'ятипровідної схеми телекерування.

Для реалізації підключення кабелю за чотирипровідною схемою, між клемою загального дроту сигналів «Увімкнути» і «Вимкнути» і клемою сигналу «Скидання реле фіксації» ставиться перемичка.

Сигнали телекерування передаються на КП телемеханіки по протоколу MEK 60870-5-104, формат посилки вказаний в таблиці параметрів. Для виведення ланцюгів телекерування з роботи служить перемикач кулачковий, двопозиційний (4G10-63-U), який подає живлення в ланцюги вихідних реле управління. В шафі змонтовано ключі режиму керування для кожного з вимикачів, за допомогою яких реалізується виведення можливості керування комутаційним апаратом з АСДТУ ВЕМ GE PowerOn Advantage.

Схема електрична принципова телесигналізації зображена на рисунках 3.12-3.13.

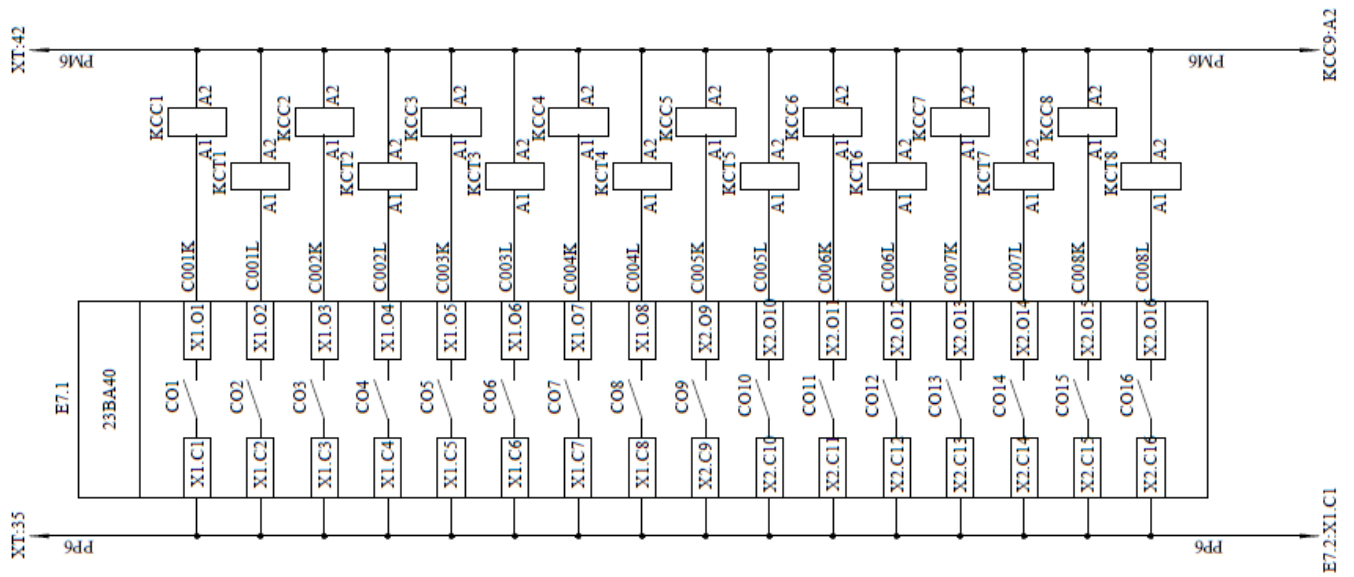


Рисунок 3.12 – Схема електрична принципова. Телекомунікація

Корупанне виключачем		Корупанне виключачем		Корупанне виключачем		Корупанне виключачем		Корупанне виключачем		Корупанне виключачем		Корупанне виключачем		Корупанне виключачем		Корупанне виключачем		Корупанне виключачем																						
Увімкнення	Загальний	Вимкнення	Загальний Рф	Виключення Рф	Увімкнення	Загальний	Вимкнення	Загальний Рф	Виключення Рф	Увімкнення	Загальний	Вимкнення	Загальний Рф	Виключення Рф	Увімкнення	Загальний	Вимкнення	Загальний Рф	Виключення Рф																					
KCC1	21/24 C001D	X3:4	RV-10aВ, Комірка №7	В ланцюги ТК "Узімк."	KCC2	21/24 C002D	X3:9	RV-10bВ, Комірка №8	В ланцюги ТК "Узімк."	KCC3	21/24 C003D	X3:14	RV-10bВ, Комірка №2	В ланцюги ТК "Узімк."	KCC4	21/24 C004D	X3:19	RV-10bВ, Комірка №13	В ланцюги ТК "Узімк."	KCC5	21/24 C005D	X3:24	RV-10bВ, Комірка №15	В ланцюги ТК "Узімк."	KCC6	21/24 C006D	X3:29	RV-10bВ, Комірка №17	В ланцюги ТК "Узімк."	KCC7	21/24 C007D	X3:34	RV-10bВ, Комірка №19	В ланцюги ТК "Узімк."	KCC8	21/24 C008D	X3:39	RV-10bВ, Комірка №6	В ланцюги ТК "Узімк."	
S001F	11/14 C001A	SAC1	ШУ кіл включення	1/11 C001E	2	S002F	11/14 C002A	SAC2	ШУ кіл включення	S003F	11/14 C003A	SAC3	ШУ кіл включення	S004F	11/14 C004A	SAC4	ШУ кіл включення	S005F	11/14 C005A	SAC5	ШУ кіл включення	S006F	11/14 C006A	SAC6	ШУ кіл включення	S007F	11/14 C007A	SAC7	ШУ кіл включення	S008F	11/14 C008A	SAC8	ШУ кіл включення	1/11 C008E	2	ШУ кіл Рф	21/24 C008B	3	4	ШУ кіл Рф

Ланцюги дисретних вихідних сигналів ТК

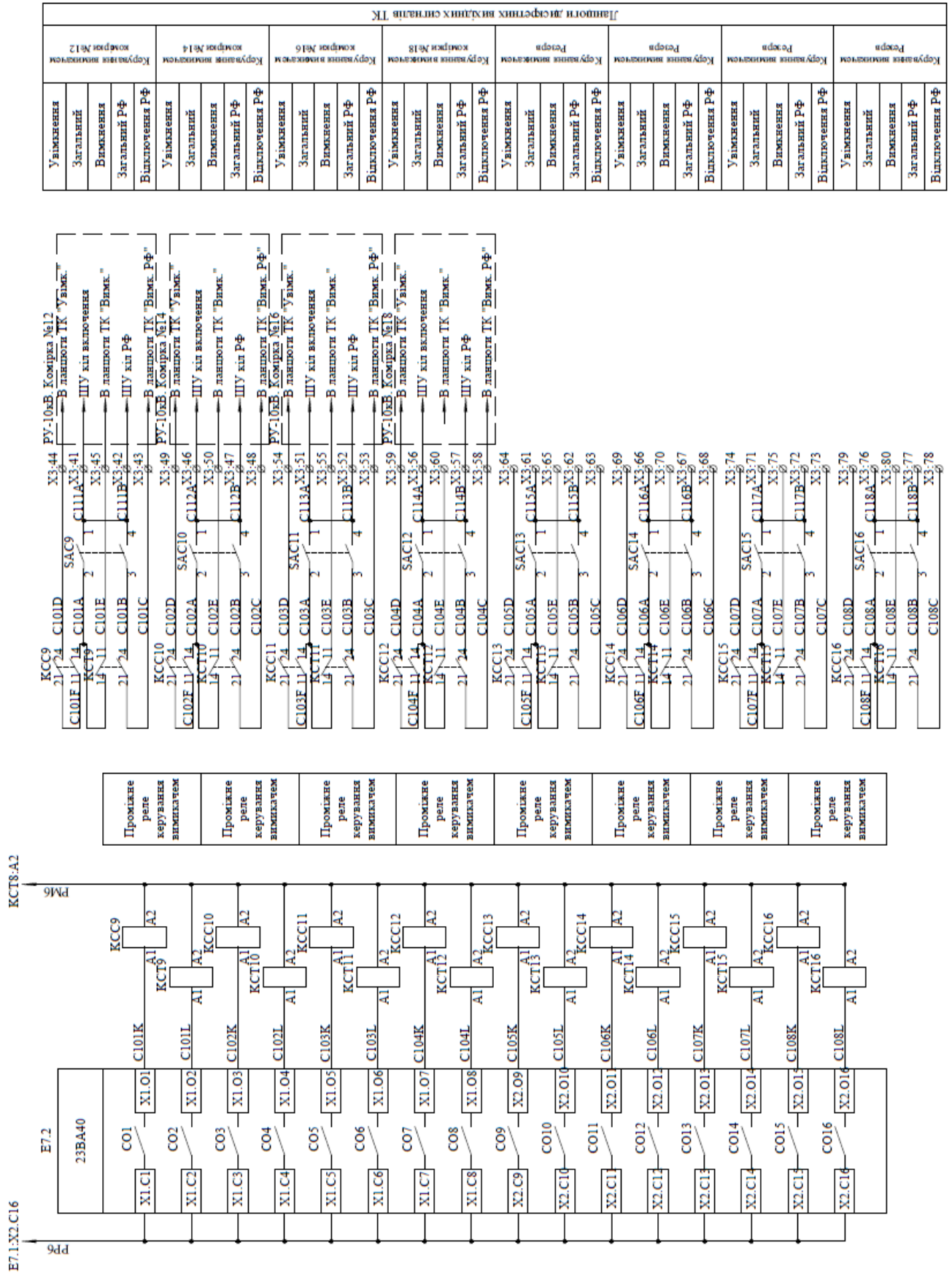


Рисунок 3.13 – Схема електрична принципова. Телекомунікація

3.10 Налаштування при підключенні мікропроцесорних пристроїв

Шафа телемеханіки має 1 ввід живлення:

- ~220 В від РУ-10. Комірка №5 встановленого автоматичного вимикача QFT1 ~220В, 16А;

Для організації живлення модулів і компонентів шафи ТМ, що розташовані в РУ, а також для вирішення інших завдань експлуатації, шафа комплектується джерелом живлення SDR-240-24.

Основні характеристики джерела живлення SDR-240-24:

- вихідна напруга 24В (для заряду акумуляторів встановлюється в діапазоні 26,6-27,2В за допомогою регулятора на етапі виробництва шафи);
- максимальний вихідний постійний струм - 10А;
- вхідна напруга 88...264В змінного або 124...370В постійного струму;
- вбудований захист від перевантажень і коротких замикань.

Для забезпечення роботи системи телемеханіки при зникненні електроживлення здійснюється перехід на живлення від батарей і на вході модуля дискретного вводу формується відповідний сигнал. Батареї спеціального обслуговування не вимагають. Розрахунковий час автономної роботи наведений в розділі 13 пояснювальної записки.

Для контролю відповідності величини напруги мережі живлення 220В 50Гц заданому діапазону використовується реле контролю напруги (Nager EU 102). У разі виходу за допустимий діапазон (встановлюється на етапі виробництва шафи, як правило від 130В до 260В) реле відключає шафу від вхідної напруги, щоб уникнути виходу з ладу обладнання.

Контроль напруги живлення ~220В на ввіді шафи телемеханіки виконується за допомогою контактора ESB 40-31 фірми АВВ. Котушка контактора підключається після реле контролю напруги, а контакти - до

клемника (номери клем та відповідні канали дискретного модулю, відображені на кресленні «Схема електрична принципова. Телесигналізація»).

Для захисту обладнання шафи ТМ від імпульсних перенапруг використовується комплект ПЗІП I класу (Nakel HS55) та ПЗІП II класу (Nakel ГСВ2-230/50 2+0 С), скомутованих між собою за допомогою імпульсного розділяючого дроселя (Nakel PI-L16/15), справність його варисторів контролюються шляхом підключення блок-контакту до каналу модуля ТС.

Пристрій гальванорозв'язки (TCL-XXX-XXX DC) слугує для забезпечення відсутності електричного зв'язку між обладнанням шафи і зовнішніми ланцюгами. Застосовується в наступних випадках:

- Перші 16 дискретних входів (внутрішні сигнали шафи) живляться від ланцюгів 24В живлення шафи, усі інші дискретні входи живляться гальванічно розв'язаною напругою 24В. Це також запобігає втратам внутрішніх телесигналів шафи ТМ при можливій несправності блоку гальванорозв'язки.

- Для живлення вимірювальних пристроїв;

Ввімкнення шафи ТМ:

- Для подачі напруги на шафу ТМ необхідно ввімкнути двополюсний автоматичний вимикач QF1

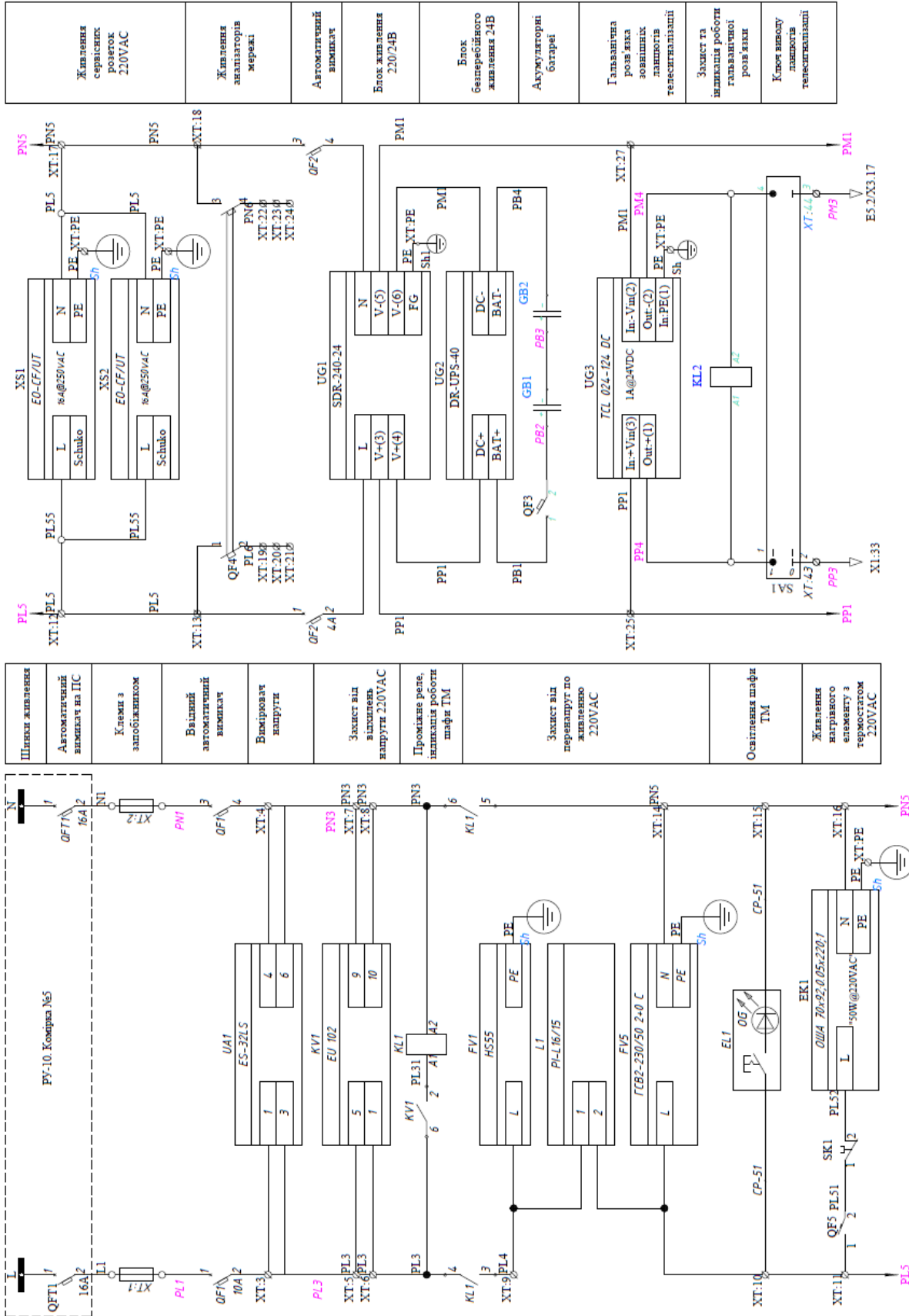
- Для подачі напруги $\sim 220\text{В}$ на блок живлення (SDR-240-24) необхідно ввімкнути двополюсний автоматичний вимикач QF2;

- Для підключення до ланцюгів резервного живлення (акумуляторні батареї) необхідно ввімкнути однополюсний автоматичний вимикач QF3;

- Для подачі напруги $\sim 220\text{В}$ на живлення вимірювальних модулів необхідно ввімкнути двополюсний автоматичний вимикач QF4;

Для подачі напруги на живлення обігрівача необхідно ввімкнути однополюсний автоматичний вимикач QF5.

Схема живлення шафи ТМ зображена на рисунку 3.13-3.14



Живлення серверних роутерів 220VAC	Живлення аналізаторів мережі	Автоматичний вимикач	Блок живлення 220/24В	Блок безперебійного живлення 24В	Акумуляторні батареї	Гальванічна розв'язка зовнішніх ланцюгів телесигналізації	Захист та вилкація роботи гальванічної розв'язки	Ключ виводу ланцюгів телесигналізації	
Шинки живлення	Автоматичний вимикач на ПС	Клемми з запобіжником	Більший автоматичний вимикач	Вимірювач напруги	Захист від вилкації напруги 220VAC	Проміжне реле, вилкація роботи шифри ТМ	Захист від перенапруг по живленню 220VAC	Освітлення шифри ТМ	Живлення нагрівального елемента з термостатом 220VAC

Рисунок 3.13 – Схема електрична принципова живлення шафи телемеханіки

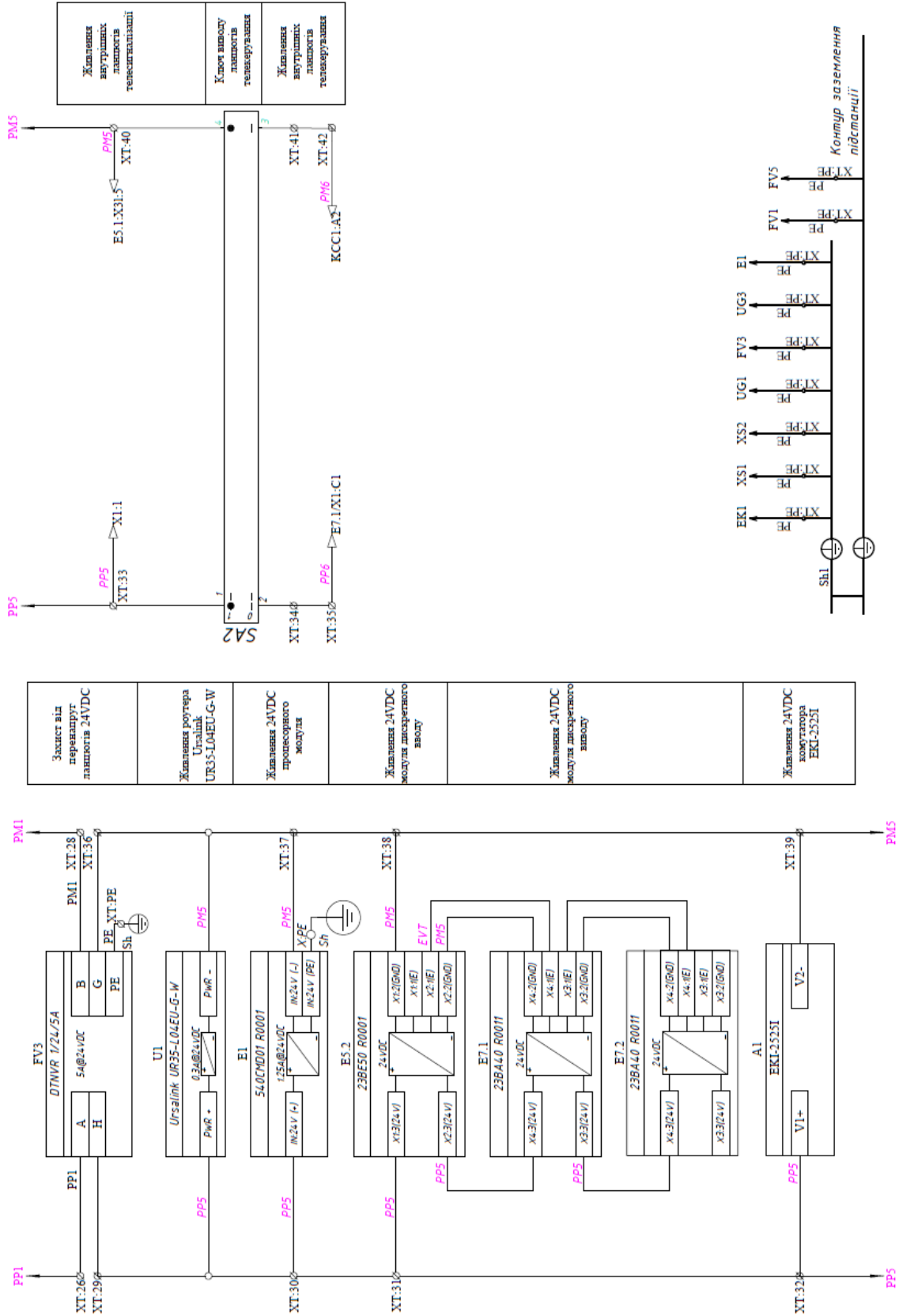


Рисунок 3.14 – Схема електрична принципова живлення шафи телемеханіки

3.11 Експлуатація

Шафа телемеханіки встановлюється на об'єкті в повністю змонтованому вигляді. Вибраний магістерською роботою виробник шафи надає 36 місяців (з моменту поставки шафи) гарантії та сервісне обслуговування в рамках гарантійного строку на застосоване обладнання

Заземлення шаф виконується одножильним проводом ПВ-1 1х6 кв. мм жовто-зеленого кольору до існуючого контуру заземлення РП . Заземлення пристрою захисту від перенапруг ~220В виконується одножильним проводом ПВ-1 1х16 кв. мм жовто-зеленого кольору до існуючого контуру заземлення РП. Забезпечення справності існуючого контуру заземлення забезпечує Замовник.

Конфігурація процесорних модулів здійснюється при зборі шафи в лабораторії виробника. При проведенні налагоджувальних робіт можлива зміна конфігурації шафи.

Для приведення шаф ТМ в робочий стан необхідно увімкнути автоматичні вимикачі в такому порядку: QF1, QF2, QF3.

Для перевірки роботи шаф ТМ від АКБ необхідно, при ввімкненому QF3 відключити автоматичний вимикач QF2.

Для забезпечення захисту від переохолодження обладнання шафи ТМ обладнані обігрівачем з терморегулятором. Для введення/виведення обігрівача в роботу в системі змонтовано термостат для керування нагрівальним елементом SK1.

При введенні в експлуатацію запроектованої шафи ТМ, роботи по її обслуговуванню повинні виконуватись згідно рекомендацій, норм та правил, зазначених в "Керівництві по експлуатації шаф телемеханіки на базі обладнання лінійки RTU-540(520)", що надається постачальником обладнання.

3.12 Підключення до інтерфейсних роз'ємів процесорного модуля

Процесорний модуль 540CMD01 R0001 містить 6 інтерфейсних роз'ємів для підключення устаткування по цифровим каналам:

1. E1 - інтерфейс Ethernet. Використовується для зв'язку з АСДТУ ДнЕМ GE PowerOn Advantage. У змонтованій шафі на цей порт заведений комутатор ЕКІ2525І через який підключається роутеру Ursalink UR35-L04EU-G-W для передачі даних до АСДТУ ДнЕМ GE PowerOn Advantage.
 2. E2 - інтерфейс Ethernet. За проектом не використовується.
 3. 1 - послідовний інтерфейс RS-232/ RS-485. Сполучений через пристрій захисту від перенапруги DTR 1/6/1500 з патч-панеллю XU. По ньому контролер отримує дані за протоколом Modbus RTU з пристроїв Entes EMR-07S, ЕММ-04S.
 4. 2 - послідовний інтерфейс RS-232/ RS-485. Сполучений через пристрій захисту від перенапруги DTR 1/6/1500 з патч-панеллю XU. По ньому контролер отримує дані за протоколом Modbus RTU з пристроїв Entes EMR-07S, ЕММ-04S.
 5. 3 - послідовний інтерфейс RS-232/ RS-485. Сполучений через пристрій захисту від перенапруги DTR 1/6/1500 з патч-панеллю XU. По ньому контролер отримує дані з мікропроцесорних пристроїв УЗА10А.2.
- 4 - послідовний інтерфейс RS-232/ RS-485. По ньому контролер отримує дані з вимірювача напруги ES-32LS.

3.13 Розрахунок часу роботи системи телемеханіки від акумулюючих батарей

Системи безперебійного живлення автоматично підтримують живлення підключеного обладнання в аварійних ситуаціях, до відновлення зовнішнього електроживлення мережі.

В шафах телемеханіки встановлено по 2 акумулюючі батареї GPL 1272 виробництва CSB Battery, ємністю 7,2Аг та напругою 12В, які підключені послідовно. Таким чином, сумарна характеристика ДБЖ - 24В, 7,2Аг. Схема такого підключення акумулюючих батарей до блоку безперебійного живлення DR-UPS40 погоджена з виробником блоку безперебійного живлення, фірмою MeanWell.

Згідно ТЗП до вимог ДБЖ - безперебійне живлення шафи телемеханіки при зникненні зовнішнього живлення має бути не менше 2 годин. Для перевірки відповідності вибраного обладнання вимогам ТЗП проведемо розрахунок часу роботи шафи телемеханіки від батарей при зникненні зовнішнього каналу живлення системи.

Приведемо основні компоненти системи шафи телемеханіки, що розміщена в РП які живляться від ДБЖ при зникненні основного каналу живлення та розрахуємо їх потужність згідно характеристик, наведених виробником в технічній документації.

Таблиця 3.7 – Потужність пристроїв, які живляться від ДБЖ.

Найменування	Тип	Потужність, W	К-ть, шт.
Блок гальванорозв'язки	TCL-024-124DC	3,014	1
Ланцюги ТС	520BID01 (1,5мА на 1 вхід)	0,288	8
Ланцюги ТС	23BE50 R0001 (1,5мА на 1 вхід)	2,304	64

Модуль дискретних входів	520BID01 R0001 (1,5мА на 1 вхід)	0,288	8
Модуль дискретного виводу	23BA40 R0011	1,1	2
Модуль дискретних входів	23BE50 R0001	1,2	1
Процесорний модуль	540CMD01	30	1
LTE-роутер	Ursalink UR35-L04EU-G-W	7	1
Комутатор	EKI-2525I	12	1

При розрахунках потужності блоків гальванорозв'язок були враховані втрати при ККД пристрою 86%.

Враховуючи ККД блока живлення SDR-240-24 (94%) можемо вирахувати сумарну потужність шафи:

$$P_{\Sigma} = \frac{(3,014 + 0,288 + 30 + 7 + 12 + 2,2 + 1,2)}{0,94} = 59,26W$$

Маючи потужність системи можемо порахувати час, за який блок акумулюючих батарей розрядяться повністю.

$$T[\text{год}] = \frac{C[Az] * V[B]}{P_{\Sigma}[W]}, \quad (3.1)$$

де: $T[\text{год}]$ - час автономної роботи ДБЖ при відключенні мережі, год;

$C[Az]$ - ємність акумулюючої батареї, Аг;

$V[B]$ - напруга ДБЖ, В;

$P_{\Sigma}[W]$ - потужність навантаження, W.

Таким чином маємо:

$$T[\text{год}] = \frac{7,2 * 24}{59,26} = 2,9 \text{ год} \approx 55 \text{ хв}$$

Отже можемо зробити висновок, що для шафи телемеханіки, розташованої в РП при сумарній потужності в 59,26 W двох акумулюючих блоків GPL 1272 фірми CSB Battery, ємністю 7,2Ah та напругою 12В достатньо для підтримки працездатності шафи на 2 години 55 хвилини.

РОЗДІЛ 4 ЕКОНОМІЧНИЙ РОЗРАХУНОК

4.1 Визначення класу наслідків (відповідальності) об'єкта будівництва пусконаладжувальних робіт

Вихідні дані

Визначення класу наслідків (відповідальності) ПАТ «Маяк».

Клас наслідків (відповідальності) визначається на основі наступних документів:

- ДБН А.2.2-3:2014 Склад та зміст проектної документації на будівництво;
- ДБН В.1.2-14:2018 Система забезпечення надійності та безпеки будівельних об'єктів. Загальні принципи забезпечення надійності та конструктивної безпеки будівель і споруд;
- ДСТУ 8855:2019 Будівлі та споруди. Визначення класу наслідків (відповідальності);
- Закон України «Про регулювання містобудівної діяльності»;
- Правила улаштування електроустановок (ПУЕ);
- Інструкція з обліку та розслідування технологічних порушень в роботі енергетичного господарства споживачів (Наказ Мінпаливенерго України від 4 серпня 2006 року №270);
- Постанова Кабінету Міністрів України від 24.03.2004 № 368 «Про затвердження Порядку класифікації надзвичайних ситуацій техногенного та природного характеру за їх рівнями»;
- Методика оцінки збитків від наслідків надзвичайних ситуацій техногенного і природного характеру (постанова КМУ від 15.02.2002 №175).

Даною магістерською роботою розроблені рішення з реалізації реконструкції ПАТ «Маяк»

Система телемеханіки РП призначена для забезпечення диспетчерського контролю поточного стану головної схеми РП, моніторингу стану поточного

режиму РП та управління технологічними одиницями РП і вирішує наступні основні завдання:

- збір даних з присвоєнням мітки часу про положення комутаційних апаратів, стан технологічних захистів, сигналів про технологічні порушення та діагностичної інформації з особливо важливого обладнання і приміщень;
- збір і первинна обробка значень технологічних величин;
- дистанційне керування комутаційними апаратами;
- архівування інформації
- синхронізацію власного таймера
- передача всієї отриманої інформації в систему верхнього рівня диспетчерського управління.

Основне обладнання системи скомпоноване в шафі телемеханіки, що реалізує усі необхідні задачі. Шафа телемеханіки являє собою монтажну шафу, яка замикається на замок і оснащена датчиком контролю доступу. Шафа забезпечує рівень захисту не нижче IP54. У шафі передбачено лампи місцевого освітлення, розетки ~220В для діагностичного обладнання та систему обігріву з термостатом. Схемні рішення і виконання відповідають нормам ПУЕ та ПТЕ. Через відсутність на РП достатньої кількості вільного місця, яке б задовольняло експлуатаційним умовам для встановлення шафи з двостороннім обслуговуванням конструктивно шафа виконується одностороннього обслуговування з двостулковими дверима.

Функціонально шафа телемеханіки складається з наступних компонентів:

- пристрої обробки та обміну інформацією;
- пристрої збору та видачі телеінформаційних сигналів та команд;
- пристрій сполучення з каналом зв'язку;
- пристрої забезпечення електроживлення.

Клас наслідків (відповідальності) проектованої системи телемеханіки встановлюємо відповідно до найвищого класу наслідків (відповідальності)

згідно критеріїв загальних вимог Закону України «Про регулювання містобудівної діяльності», ДСТУ 8855:2019 та даного розрахунку.

Кошторисна вартість реконструкції у частині установки комплексу телемеханіки на ПАТ «МАЯК» загалом складає: – 1 457,36043 тис. грн з ПДВ.

На РП перебувають:

постійно - 0 працівників.

періодично - до 2 працівників.

Визначення класу наслідків (відповідальності)

Визначення класу наслідків та категорії складності виконуємо по методиці, приведеній у ДСТУ 8855:2019.

Об'єкт будівництва не належать до потенційно небезпечних об'єктів, відповідно до Закону України «Про об'єкти підвищеної небезпеки», виходячи з наступного:

- не належать до об'єктів, на яких використовуються, виготовляються, переробляються, зберігаються або транспортуються небезпечні речовини;

- не належить до об'єктів, які є реальною загрозою виникнення надзвичайної ситуації техногенного та природного характеру.

Оцінка можливої небезпеки для здоров'я і життя людей.

Кількість людей, які постійно перебувають на об'єкті (не менше ніж 8 годин на добу і не менше ніж 150 днів на рік):

Назва об'єкту	Кількість людей
ПАТ «МАЯК»	0

Кількість людей, які періодично перебувають на об'єкті (не більше ніж 8 год на добу протягом не більше ніж 150 днів на рік (загалом від 450 до 1 200 год за рік):

Назва об'єкту	Кількість людей
ПАТ «МАЯК»	2

Згідно п. 4.11 ДСТУ 8855:2019 небезпекою для життєдіяльності людей, які перебувають зовні об'єкту, є порушення умов їх життєдіяльності більше ніж на три доби. При виникненні аварійної ситуації на диспетчерському пункті:

– у разі короткого замикання в одному з елементів живлення - спрацьовує автоматичний вимикач і відмикає пошкоджений елемент, а інші залишаються в роботі;

– а у випадку виходу з ладу одного з джерел живлення, виконується перехід на інше джерело живлення, також передбачене живлення від дизель-генеруючої установки та від ДБЖ обладнання телемеханіки (п. 1. 2. 17 - 1. 2. 20 ПУЕ). [3]

Згідно вище сказаного порушення умов життєдіяльності людей в зоні дії центрального диспетчерського пункту не відбудеться.

Таким чином згідно таблиці 1 ДСТУ 8855:2019 за характеристикою можливої небезпеки для здоров'я і життя людей для об'єктів будівництва визначено наступні класи наслідків (відповідальності) [1]:

Назва об'єкту	Клас наслідків (відповідальності)
ПАТ «МАЯК»	СС1

Розрахунок обсягу можливого економічного збитку.

Прогнозовані збитки для об'єктів в зв'язку з технічним переоснащенням телемеханіки з можливістю втрати дистанційного керування та моніторингу за технологічним обладнанням підстанцій, а також не коректної / помилкової дії обладнання на вторинні кола (РЗіА) підстанції. Можлива втрата обладнання телемеханіки під дією техногенних та природніх факторів.

В найгіршому випадку це може призвести до короткочасної помилкової роботи первинного обладнання, що швидко припиняється спрацюванням кіл захисту РЗіА.

Таким чином порушення у роботі телемеханіки можуть підпадати під визначення «аварія» у відповідності з умовами пп. 2.2.5 та 2.2.6 «Інструкції з обліку та розслідування технологічних порушень в роботі енергетичного господарства споживачів».

Також порушення у роботі телемеханіки можуть підпадати під визначення «відмова» у відповідності з умовами пп. 2.3.2 «Інструкції з обліку та розслідування технологічних порушень в роботі енергетичного господарства споживачів».

Збитки від руйнування та пошкодження об'єктових основних фондів виробничого призначення системи телемеханіки, розраховуються за формулою:

$$\Phi = c P (1 - 0,5 * T_{ef} * K_{ai}) \quad (3.2)$$

де Φ — прогнозовані збитки, тис. грн.;

$c = 0,45$ – коефіцієнт, що враховує відносну долю основних фондів, що втрачаються при відмові;

$T_{ef} = 10$ - років – встановлений термін експлуатації основних фондів;

$K_a = 0,05$ – коефіцієнт амортизаційних відрахувань;

P - вартість основних фондів системи телемеханіки об'єкту будівництва згідно вихідним даним.

Значення м.р.з.п. на 2022 р. відповідно до ст. 8 Закону України "Про Державний бюджет України на 2022 рік" становить 6,500 тис. грн.

В таблиці нижче наведене значення прогнозованих збитків для об'єкта будівництва

Назва об'єкту	Прогнозовані збитки, тис. грн.	Прогнозовані збитки, м.р.з.п.	Клас наслідків (відповідальності)
ПАТ «МАЯК»	491,85914512	81,97652418	СС1

За критерієм можливого економічного збитку для об'єктів будівництва визначено клас наслідків (відповідальності) СС1 відповідно таблиці 1 ДСТУ 8855:2019. [1]

Оцінка можливої втрати об'єктів культурної спадщини.

Згідно з наданими вихідними даними та з Державним реєстром нерухомих пам'яток України (на офіційному сайті Міністерства культури <http://mincult.kmu.gov.ua>) можливість впливу на об'єкти культурної спадщини національного або місцевого значення відсутня.

Оцінка можливого вливу на припинення функціонування комунікацій транспорту, зв'язку, енергетики, інших інженерних мереж.

Відмова телемеханіки не впливає на припинення роботи об'єкту електроенергетики місцевого рівня відповідно до критеріїв оцінки Постанови Кабінету Міністрів України від 24.03.2004 № 368 «Про затвердження Порядку класифікації надзвичайних ситуацій техногенного та природного характеру за їх рівнями», так як наявність та функціонування засобів телемеханіки не є обов'язковим для роботи об'єктів електроенергетики. Робота об'єктів електроенергетики та процес електропостачання продовжується і без засобів телемеханіки та не втрачають свою працездатність через відмову телемеханіки, що реконструюють завдяки наявним засобам релейного захисту та автоматики (що автоматично керують об'єктом) та ключами та панелями місцевого керування (для ручного керування об'єктом).

Об'єкт будівництва за можливим впливом на припинення функціонування комунікацій енергетики відноситься до класу наслідків СС1.

Оцінка впливу на довкілля.

Згідно Закону України «Про оцінку впливу на довкілля» стаття 3 п. 2 та 3, об'єкт не входять до першої та другої категорій видів планової діяльності та об'єктів, що можуть мати значний вплив на довкілля, та відповідно не підлягають оцінці впливу на довкілля.

Висновок

За критеріями загальних вимог Закону України «Про регулювання містобудівної діяльності», ДСТУ 8855:2019, а також наведених розрахунків ПАТ «МАЯК» в цілому відноситься до класу наслідків відповідальності СС1 (незначні наслідки). [1]

4.2 Розрахунок терміну окупності

Термін окупності (paybackperiod method – PP) – один з найчастіше вживаних показників для аналізу інвестиційних проектів.

Термін окупності – мінімальний часовий інтервал (від початку здійснення проекту), за межами якого інтегральний ефект стає і залишається позитивним.

Іншими словами, це – період (вимірюваний в місяцях, кварталах або роках), починаючи з якого первинні вкладення та інші витрати, пов'язані з інвестиційним проектом, покриваються сумарними доходами від його здійснення.

Термін окупності рекомендується визначати з урахуванням з врахуванням дисконтування.

Якщо не враховувати фактор часу, тобто коли рівні суми доходу, що отримуються в різний час, розглядаються як рівноцінні, то показник терміну окупності можна визначити за формулою:

$$PP = \frac{C_3}{C_6} \quad (4.1)$$

Для розрахунку терміну окупності розглянемо 2 фактори:

1. Вартість простою ПАТ «Маяк» без відслідковування технічного стану РП
 2. Варість простою з відслідковуванням технічного стану РП
- Ватрість часу простою без відслідковування технічного стану РП

$$Cб = t1 \cdot Цв1 \quad (4.2)$$

де $t1$ – час простою з врахуванням ремонтних робіт, год

$Цв1$ – сума втрат на прибудку за годину, грн

$$Cб = 40 \cdot 15\,966 = 638\,640 \text{ грн}$$

Ватрість часу простою з відслідковуванням технічного стану РП

$$Cз = t2 \cdot Цв2 \quad (4.3)$$

де t – час простою з врахуванням планового обслуговування, год

$Цв2$ – сума втрат на прибудку за годину, грн

$$Cз = 8 \cdot 15966 = 127\,728 \text{ грн}$$

$$PP = \frac{127728}{638640} = 0,2 \text{ років}$$

РОЗДІЛ 5 ОХОРОНА ПРАЦІ ТА БЕЗПЕКА В НАДЗВИЧАЙНИХ СИТУАЦІЯХ

У цьому розділі магістерської дипломної роботи розробляються заходи з охорони праці та безпеки в надзвичайних ситуаціях в процесі підвищення ефективності функціонування системи електропостачання ПАТ «Маяк», м. Вінниця шляхом впровадження засобів телемеханіки та телекомунікацій.

Охорона праці належить до соціально-економічних систем, головним завданням яких є врахування громадських та особистих інтересів людей. Соціальне значення охорони праці полягає в сприянні росту ефективності суспільного виробництва шляхом безперервного вдосконалення і поліпшення умов праці, підвищення їх безпеки, зниження виробничого травматизму і профзахворювань. Економічне значення охорони праці визначається ефективністю заходів з покращення умов і підвищення безпеки праці та є економічним виразом соціальної значущості охорони праці.

Роботодавець зобов'язаний створити на робочому місці в кожному структурному підрозділі умови праці відповідно до нормативно-правових актів, а також забезпечити додержання вимог законодавства щодо прав працівників у галузі охорони праці. Це забезпечить не лише безпечність умов праці, а й створить відповідний настрій всередині колективу.

На оперативно-ремонтний персонал, який здійснює реконструкцію та експлуатацію системи електропостачання, впливають такі небезпечні та шкідливі виробничі фактори [25,26]:

Фізичні фактори: мікроклімат (температура, вологість, швидкість руху повітря, інфрачервоне випромінювання); виробничий шум, ультразвук, інфразвук; вібрація (локальна, загальна); освітлення: природне (недостатність), штучне (недостатня освітленість, прямий і відбитий сліпучий відблиск тощо).

Хімічні фактори: речовини хімічного походження, переважно аерозолі фіброгенної дії (нетоксичний пил).

Фактори трудового процесу: важкість (тяжкість) праці; напруженість праці. Важкість праці характеризується рівнем загальних енергозатрат організму або фізичним динамічним навантаженням, масою вантажу, що піднімається і переміщується, загальною кількістю стереотипних робочих рухів, величиною статичного навантаження, робочою позою, переміщенням у просторі. Напруженість праці характеризують: інтелектуальні, сенсорні, емоційні навантаження, ступінь монотонності навантажень, режим роботи.

5.1 Технічні рішення щодо безпечної експлуатації об'єкта

5.1.1 Електробезпека

Живлення силового обладнання та системи освітлення здійснюється від чотирьохпровідної трифазної мережі 380 х 220В (фазна напруга (фаза – "0") – 220В, а міжфазна лінійна (фаза – фаза) – 380В).

Категорія умов по небезпеці електротравматизму – підвищеної небезпеки, у зв'язку з наявністю у приміщенні струмопровідної підлоги.

Перед допуском до роботи на комутаційних апаратах з дистанційним керуванням слід виконати такі технічні заходи:

- відключити силові кола приводу, кола оперативного струму і кола підігріву;

- закрити і замкнути на замок засувки на трубопроводі подачі повітря в баки вимикачів або на пневматичні приводи і випустити в атмосферу повітря, що в них є, в цьому разі спускні пробки (клапани) залишаються у відкритому стані;

- привести в неробочий стан вантаж або пружини, що вмикають комутаційні апарати;

- вивісити плакати «Не вмикати! Працюють люди» на ключах дистанційного керування і «Не відкривати! Працюють люди» на закритих засувках.

Для пробних вмикань і вимикань комутаційного апарата під час його налагоджування і регулювання допускається у випадку, якщо ще не здано наряд, тимчасове подавання напруги в кола оперативного струму і силові кола приводу, в кола сигналізації і підігрівання, а також подавання повітря в привод і на вимикач.

Встановлення знятих запобіжників, вмикання відключених кіл і відкриття засувки під час подавання повітря, а також зняття на час випробування плакатів «Не вмикати! Працюють люди» і «Не відкривати! Працюють люди» здійснюють оперативні працівники або з їх дозволу керівник робіт. Дистанційно вмикати або вимикати комутаційний апарат для випробування дозволяється особі, яка проводить налагодження чи регулювання, або за її вимогою оперативному працівнику.

Після випробування, в разі необхідності продовження роботи на комутаційному апараті, оперативним працівником або, з його дозволу – керівником робіт слід виконати технічні заходи, що вимагаються для допуску до роботи.

Підніматися на повітряний вимикач, що перебуває під робочим тиском, дозволяється тільки в разі проведення випробувальних і налагоджувальних робіт (регулювання демпферів, зняття віброграм, під'єднання або від'єднання провідників від вимірювальних приладів, визначення місць витoku повітря тощо).

Підіймання на відключений повітряний вимикач з повітряноповненим відокремлювачем забороняється в усіх випадках, коли відокремлювач перебуває під робочим тиском.

Вологонепроникність (герметичність) повітряних вимикачів перевіряється за умови пониженого тиску відповідно до заводських інструкцій.

Перед підійманням на повітряний вимикач для випробування і налагодження необхідно:

- вимкнути кола оперативного струму;

- заблокувати кнопку місцевого керування та пускові клапани (наприклад від'єднати повітропровідні трубки, замкнути шафи тощо) чи поставити біля вимикача проінструктованого члена бригади, який допускав би до оперування вимикачем (після вмикання оперативного струму) тільки одного визначеного працівника за вказівкою керівника робіт.

В разі перебування людей на повітряному вимикачі, що перебуває під тиском, припиняються всі роботи в шафах керування і розподільчих.

Під час вимикання і вмикання повітряних вимикачів у разі перевірок, налагодження і випробування присутність людей біля вимикачів не допускається.

Команду на виконання операцій вимикачем керівник робіт з випробування і налагодження (або уповноважений ним член бригади) може подати після того, як члени бригади будуть відведені від вимикача на безпечну відстань або в укриття.

Перед допуском до роботи, пов'язаної з перебуванням людей всередині повітрозбірників, необхідно:

- закрити засувки на всіх повітропроводах, якими може бути подане повітря, замкнути на замок, вивісити на засувках плакати «Не відкривати! Працюють люди»;

- випустити повітря, що перебуває під тиском в повітрозбірнику, залишивши відкритими пробку в його верхній частині і спускний клапан;

- від'єднати від повітрозбірника повітропровід подавання повітря і встановити на ньому заглушки,

Нульове показання манометрів на баках вимикачів і повітрозбірників не може слугувати достовірною ознакою відсутності стисненого повітря,

Спускні пробки (клапани) або засувки дозволяється закривати тільки після загвинчування всіх болтів і гайок, що кріплять кришку лазу,

Компресорну установку слід обслуговувати згідно з «Правилами будови і безпечної експлуатації стаціонарних компресорних установок,

повітропроводів і газопроводів» працівнику з групою ІІІ, закріпленому за цією установкою.

В приміщенні, де розташована когенераційна біопаливна установка знаходиться обладнання, яке відноситься до класу посудин, що працює під надлишковим тиском. Дане обладнання розміщується таким чином, що за ним можна здійснити нагляд та виконати ремонтні роботи. Згідно законодавства України, всі котли підлягають огляду інспектором з котлонагляду. Якщо в приміщенні, де розташована когенераційна біопаливна установка буде знайдено порушення в роботі котла або не задовільний стан котлоагрегату, то його використання припиняється, до моменту здійснення ремонту.

Обслуговуванням приміщення, де розташована когенераційна біопаливна установка підприємства займається машиніст установки. Експлуатація, обслуговування та ремонт здійснюється згідно інструкцій, які містять вимоги з техніки безпеки.

5.1.2 Технічні рішення щодо безпечної організації робочих місць

Для опалення виробничих приміщень використовується власна котельня.

Персонал котельні повинен:

1. не залишати без нагляду обладнання, яке працює на газу;
2. не допускати до такого обладнання сторонніх осіб;
3. сповіщати майстру про аварійні ситуації, які виникають при роботі газового обладнання.

В котельні встановлений автоматичний блок керування насосами та компресорами, який використовується тоді, коли виникає загазованість повітря та зниження його температури нижче допустимої.

Все обладнання приміщення, де розташований водогрійний котел, і де знаходяться прилади під тиском, заземлене. Здійснюється навмисне електричне з'єднання з нульовим проводом металевих не струмоведучих частин, що можуть опинитись під напругою.

Для забезпечення безпечних умов праці персоналу здійснюються такі заходи: автоматична зупинка обладнання при виникненні аварійної ситуації; ізоляція трубопроводів та обладнання, що має температуру стінок $> 45^{\circ}\text{C}$; розміщення арматури таким чином, щоб вона була доступна для обслуговування; заземлення та занулення обладнання; герметичність обладнання; раціональне виконання кольорової обробки приміщень; створення температурного та вологого режиму, згідно норм технологічного режиму.

В приміщенні, де розташований водогрійний котел, використовується трифазна 4-провідна мережа із заземленою нейтраллю напругою 380/220 В. Умови роботи за ступенем небезпеки ураження людей електричним струмом є з підвищеною небезпекою. Оскільки в приміщенні, де розташована когенераційна біопаливна установка, залізобетонна підлога, і є можливість одночасного дотику до корпусів електрообладнання та підлоги. В якості захисту від ураження електричним струмом застосовується:

1. ізоляція струмовідних елементів електроустаткування відповідно з вимогами нормативів, опір ізоляції нового устаткування не менше 1 кОм на 1В напруги; використання засобів орієнтації в електроустаткуванні, що запобігає помилковим діям при обслуговуванні та експлуатації електроустаткування – написи, таблички, попереджувальні знаки, сигналізація, різнокольорова ізоляція провідників окремих елементів електросхем, використання пониженої напруги 12В у стаціонарній мережі розеток для переносного електричного освітлення на котельні і 42В у системі місцевого освітлення; підвод кабелів до електроспоживачів у трубах, розведення до електромережі в приміщеннях у каналах стін, підлоги.

2. захисне занулення – навмисне електричне з'єднання нормально неструмовідних елементів устаткування із заземленим нульовим проводом.

3. використання електрозахисних засобів: ізолювальні кліщі, заземлення, інструменти з ізолювальними ручками, діелектричні рукавиці,

підставки для ніг на ізоляторах, покажчики відсутності напруги, плакати безпеки, огороження.

5.2 Технічні рішення з гігієни праці та виробничої санітарії

5.2.1 Мікроклімат

З метою підвищення працездатності та збереження здоров'я важливим є створення працівникові (оператору котельні) стабільних метрологічних умов - мікроклімат повітряного середовища. Він складається з:

- температури;
- відносної вологості;
- швидкості руху повітря;
- інтенсивності теплового випромінювання.

Робота виконується на постійних робочих місцях, сидячи, тому її можна віднести до категорії робіт легка, 1а.

В залежності від періоду року існують нормовані значення параметрів температури, відносної вологості та швидкості руху повітря. Допустимі норми температури відносної вологості та швидкості руху повітря в робочій зоні виробничого приміщення приводяться в таблиці 5.1

Виміри приладами показників мікроклімату необхідно проводити на початку, в середині та в кінці кожного періоду року не менше 3-х разів за зміну. Температура повітря в робочій зоні, заміряна на різній висоті в приміщенні не повинна виходити протягом зміни за межі оптимальних величин при забезпеченні оптимальних показників мікроклімату, а для допустимих показників мікроклімату перепад температури повітря по висоті в робочій зоні дозволяється до 3°C. Інтенсивність теплового опромінювання на робочих місцях не повинна перевищувати нормованих величин.

Таблиця 5.1 – Допустимі норми параметрів повітря

Період року	Категорія робіт	Температура, °С	Відносна вологість	Швидкість руху повітря, м/с
		Допустима на робочих місцях	Доп. на пост і непост. роб. місцях	Доп. на пост і непост. роб. місцях
Холодний	Легка Іа	21-25	75	не більше 0,1
Теплий	Легка Іа	22-28	55 при 28°С	0,1-0,2

5.2.2 Склад повітря робочої зони

Згідно ГОСТ 12.1.005-88, концентрація шкідливих речовин у повітрі робочої зони приміщення котельні не повинно перевищувати гранично допустиму концентрацію (ГДК). Повітря у приміщенні повинно бути чистим.

Гранично допустимі концентрації шкідливих речовин в атмосферному повітрі населених пунктів наведено в таблиці 5.2.

Таблиця 5.2 – Гранично допустимі концентрації шкідливих речовин в атмосферному повітрі населених пунктів

Речовина	Гранично допустима концентрація, мг/м ²		Клас безпеки
	Максимально разова, ГДК _{МАХ}	Середньодобова, ГДК _{СЕР}	
Двоокис азоту (NO ₂)	0,085	0,04	2
Вуглець (СО)	3,0	1,0	3

Для нормалізації повітря робочої зони котельня містить дві системи вентиляції: припливну та витяжну. Перша призначена для постачання чистого повітря, а друга – видаляє забруднене пилом та іншими речовинами повітря із приміщення котельні. Повітря в котельні повинно бути очищене від пилу,

шкідливих домішок, крім того мати необхідну температуру і вологість для створення сприятливого мікроклімату.

5.2.3 Освітлення робочої зони

При поганому освітленні зростає потенційна небезпека помилкових дій і нещасних випадків. 5% травм можна пояснити недостатнім освітленням, а у 20% випадків воно сприяло їх появі. Погане освітлення може призвести до професійних захворювань: погіршують загальне самопочуття, зменшують фізичну і розумову працездатність.

Природне освітлення

В залежності від джерела світла промислове освітлення поділяється на:
- природне освітлення – освітленість приміщень світлом неба (прямого або відображеного), яке попадає в приміщення через світлові пройми в зовнішніх огорожуючих конструкціях. По своєму спектральному складу воно є найбільш сприятливим. Природне освітлення характеризується коефіцієнтом природної освітленості КПО (ϵ). КПО - відношення природного освітлення, яке створюється в деякій точці заданої площини всередині приміщення світлом неба, до значення зовнішньої горизонтальної освітленості.

Основною величиною для розрахунку і нормування природного освітлення є коефіцієнт природної освітленості (КПО). Прийняте роздільне нормування КЕО для бічного і верхнього освітлення. Ті місця, що освітлюється тільки бічним світлом, нормується мінімальне значення КЕО в межах робочої зони, що повинно бути забезпечене в точках, найбільше віддалених від вікна.

Штучне освітлення.

Штучне освітлення буває двох систем: загальне або комбіноване. Загальне освітлення – освітлення, при якому світильники розміщуються у верхній зоні приміщення рівномірно або пристосувальне до розташування обладнання. Комбіноване освітлення – додаткове освітлення, при якому до загального освітлення додається ще й місцеве. Місцеве освітлення –

освітлення, яке створюється світильниками, концентруючими світловий потік безпосередньо на робочих місцях.

Відповідно до ДБН В.2.5-28-2018 розряд зорової роботи – малої точності V, підрозряд «б». Нормовані значення штучного, природного та суміщеного освітлення наведені в таблиці 5.3.

Таблиця 5.3 – Вимоги до освітлення приміщень виробничих підприємств

Характер зорової роботи	Найменший або еквівалентний розмір об'єкта розрізнення, мм	Розряд зорової роботи	Підрозряд зорової роботи	Контраст об'єкта з фоном	Характеристика фону	Штучне при системі комбінованого освітлення		Природне Ен пр	Суміщене Е сум
						всього	у т. ч. від загального		
Малої точності	Від 1,0 до 5,0 включно	V	б	малий середній	середній темний	-	200	3	1,8

Для забезпечення достатнього освітлення здійснюють систематичне очищення скла та світильників від пилу (не рідше двох разів на рік), використовують жалюзі. В разі нестачі природного освітлення, використовують загальне штучне освітленням, що створюється за допомогою світлодіодних ламп E27 LED 15W NW A60 "SG". Висота підвісу світильників над робочою поверхнею 2,5 метра.

Для загального освітлення приміщень рекомендується використовувати головним чином, світлодіодні лампи, що обумовлюється наступними перевагами: високою світловою віддачею (до 75 лм/Вт і більше); довгим часом використання (до 10000 годин); малою яскравістю поверхні, що світиться; спектральним складом випромінюючого світла (для деяких видів ламп цей склад є близьким до природного світла, що забезпечує гарну передачу

кольорів). Разом з тим необхідно врахувати і недоліки цих ламп: висока пульсація світлого потоку та пов'язана з цим можливість стробоскопічного ефекту; для запалювання та горіння лампи необхідно включення послідовно з ним пускорегулюючих апаратів; працездатність ламп залежить від температури оточуючого середовища, до кінця часу роботи світловий потік зменшується більш ніж на половину від номінального.

Світильники з світлодіодними лампами розміщують рядами; що дозволяє здійснювати їх послідовне включення (відключення) в залежності від величини природної освітленості.

5.2.4 Виробничий шум

Під поняттям шуму розуміють звук (або сукупність звуків різної інтенсивності та частоти) незалежно від його характеру та походження, який несприятливо впливає на здоров'я і працездатність людини та заважає сприйняттю корисної інформації. Зростання рівнів виробничих шумів, які суттєво перевищують нормативні значення. Шкідливо впливають на людський організм, знижує продуктивність праці та стає фактором ризику і виробничого травматизму. У замкненому просторі (виробниче приміщення) звукові хвилі багато разів відбиваються від огорожуючих поверхонь, якими є стіни, стеля, підлога при цьому рівень шуму зростає, оскільки за умов утворення дифузійного звукового поля має місце накладання відбитої звукової хвилі на пряму.

Димососи, вентилятори, насоси, пальники котлів – це основні джерела шуму котельні. Дія шуму на людину шкідлива. Нормування шуму проводиться за граничним спектром шуму і за рівнем звуку. За характером спектру шум – широкопasmовий з безперервним спектром шириною більше октави; за тональною характеристикою постійний; за походженням – гідродинамічний.

Допустимі рівні звукового тиску представлені в таблиці 5.4.

Таблиця 5.4 – Допустимі рівні звукового тиску

Вид трудової діяльності, робоче місце	Рівні звукового тиску								
	31,5	63	125	250	500	1000	2000	4000	8000
На постійних робочих місцях у виробничих приміщеннях та на території підприємства	107	95	87	82	78	75	73	71	69

Найбільш раціональними способами є пониження шуму в джерелі, або зміна напрямку його випромінювання. Однак вони потребують конструкторської переробки джерела, яке випромінює шум, або механізми в цілому, що є несприятливими. Але можна рекомендувати застосування менш шумного обладнання. Пониження рівнів шуму, який проникає зовні, може бути отримано збільшенням звукоізоляції огорожуючих конструкцій. Звукопоглинання є найбільш простим і в той же час найбільш достатньо ефективним способом зменшення шуму в виробничих приміщеннях. Звукопоглинаюче облицювання слід розміщувати на стелі та на верхній частині стін.

Найбільше поглинання шуму досягається при облицюванні 60% та більше загальної поверхні приміщення. Ефект пониження шуму збільшується із зниженням висоти приміщення.

5.2.5 Виробничі вібрації

Вібрація – процес розповсюдження механічних коливань різних видів у твердому тілі з частотою від 3 до 100 Гц . Параметри, які нормуються згідно ДЕСТ 12.1.012-90 є: середньоквадратичне значення віброшвидкості V (та їх логарифмічних рівнів L_v) або віброприскорення A (та їх логарифмічні прискорення L_a).

У приміщенні котельні розміщуються прилади, що є джерелом вібрації.

Дії вібрації на людину класифікуються по способу передачі вібрації на загальну і локальну (місцеву). В котельні на людину діє загальна і місцева вібрація. Загальна вібрація у котельні по джерелу виникнення відноситься до 3 категорії, тип «а» - технологічна, критерій оцінка – межа зниження продуктивності праці.

Допустимі рівні виробничої вібрації представлені в таблиці 5.5.

Таблиця 5.5 – Допустимі рівні вібрації на постійних робочих місцях

Вид вібрації	Октавні полоси з середньо геометричними частотами, Гц									
	2	4	8	16	31,5	63	125	250	500	1000
Загальна вібрація на постійних робочих місцях в виробничих приміщеннях	$\frac{1.3}{108}$	$\frac{0.45}{99}$	$\frac{0.22}{93}$	$\frac{0.2}{92}$	$\frac{0.2}{92}$	$\frac{0.2}{92}$	-	-	-	-
Локальна вібрація	-	-	$\frac{2.8}{115}$	$\frac{1.4}{109}$	$\frac{1.4}{109}$	$\frac{1.4}{109}$	$\frac{1.4}{109}$	$\frac{1.4}{109}$	$\frac{1.4}{109}$	$\frac{1.4}{109}$

Основними засобами колективного захисту є: зниження вібрації впливає на джерело збудження, динамічне гасіння коливань та заміна конструктивних елементів пристроїв та будівельних конструкцій.

5.2.6 Психофізіологічні фактори

а) Класи умов праці за показниками важкості праці:

Загальні енергозатрати організму (кг/м):

Зовнішнє фізичне динамічне навантаження, виражене в одиницях механічної роботи за зміну, кг/(Вт);

При регіональному навантаженні (для чоловіків) - 12 000(40);

При загальному навантаженні (за участю м'язів рук, тулуба, ніг) - 40 000(80);

Маса вантажу. Що постійно підіймається – до 25.

Стереотипні робочі рухи:

При локальному навантаженні (участь м'язів кистей та пальців рук)- до 60 000;

При регіональному навантаженні(участь рук та плечового суглоба) – до 30 000;

Статичне навантаження (кг/с):

Двома руками (чоловіки) – до 70 000;

За участю мязів тулуба та ніг – до 200 000.

Робоча поза:

Періодичне перебування в незручній позі (робота з поворотом тулуба, незручним розташуванням кінцівок) до 25% часу зміни.

Нахил тулуба:

Вимушені нахили протягом зміни – 150 разів;

Переміщення у просторі(переходи задля технологічного процесу) – більше 12

б) Класи умов праці за показниками напруженості праці:

Інтелектуальні навантаження:

Зміст роботи - рішення складних завдань з вибором за алгоритмом;

Сприймання інформації та їх оцінка - сприймання інформації з наступною корекцією дій та операцій;

Розподіл функцій за ступенем складності завдання - обробка, контроль, перевірка завдання.

Сенсорні навантаження:

Зосередження (%за зміну) - до 50;

Щільність сигналів (звукові за 1 год) - до 150;

Навантаження на слуховий аналізатор (%) – розбірливість слів та сигналів від 50 до 80;

Навантаження на голосовий апарат (протягом тижня) – від 20 до 25.

Емоційне навантаження:

Ступінь відповідальності за результат своєї діяльності - є відповідальним за функціональну якість основної роботи; Ступінь ризику для власного життя – вірогідний;

Ступінь відповідальності за безпеку інших осіб – є відповідальним за безпеку інших.

Режим праці:

Тривалість робочого дня - більше 8 год;

Змінність роботи – тризмінна (цілодобова).

5.3 Дослідження стійкості роботи системи електропостачання в умовах дії загрозливих чинників надзвичайних ситуацій

Надзвичайні ситуації військового характеру є не безпечні тим, що застосування зброї масового ураження, негативно впливає на характеристики систем енергопостачання, вони погіршують свою роботу. Також, небезпечними є загрозливі чинники при надзвичайних ситуаціях техногенного характеру тому, що вони призводять до викидів шкідливих радіоактивних, біологічних речовин, які можуть пошкодити метали, що входять до складу радіоелементів.

З усіх загрозливих чинників найбільш небезпечними є дія іонізуючих випромінювань та електромагнітні імпульси. Дослідження стійкості роботи ОГ в надзвичайних ситуаціях (НС) мирного та військового часу має велике значення, тому що вона дозволяє не тільки оцінити можливі втрати, нанесені об'єкту, але й розробити комплекс заходів, направлених на підвищення його стійкості.

Дослідження стійкості роботи об'єкта може бути проведена за допомогою моделювання його ураження при дії деяких еквівалентних факторів ураження, що враховують можливі наслідки руйнувань, пожеж і уражень людей у НС мирного та військового часу.

При оцінці стійкості потрібно приймати до уваги такі положення :

- Дослідження стійкості роботи ОГ передбачає максимальні значення факторів ураження;

- стійкість роботи об'єкта в цілому визначається стійкістю роботи кожного елемента ОГ окремо. Як правило, зі всієї сукупності елементів ОГ вибираються ті, без яких неможливий випуск продукції (функціонування ОГ);

- обов'язково повинна враховуватись можливість виникнення на ОГ повторних факторів ураження.

Дія радіації на матеріали і деталі апаратури залежить від виду випромінювання, дози радіації, природи опроміненої речовини та умов навколишнього середовища.

В енергетичних системах використовуються елементи, до складу яких входять матеріали: метали, неорганічні матеріали, напівпровідники та різні органічні сполуки (діелектрики, смоли та ін.). Серед цих матеріалів метали найбільш чутливі до радіації.

В радіоелектронній апаратурі радіація викликає оборотні і необоротні процеси, внаслідок яких можуть бути порушення роботи елементів схеми, що приведе до пошкодження апаратури.

5.3.1 Дослідження стійкості роботи СЕП ТОВ «Костал Україна» в умовах дії іонізуючих випромінювань

За критерій стійкості приймається максимальне значення дози радіоактивного опромінення. Функціонування РЕА при дії іонізуючих випромінювань залежить від стійкості її окремих елементів.

- 1) Визначаємо елементи, від яких залежить функціонування схеми.
 - 2) Визначаємо граничні значення експозиційних доз, при яких в елементах можуть виникнути зворотні зміни, але елемент ще буде працювати.
- Дані заносимо до таблиці 5.7

Таблиця 5.7 - Експозиційні дози для матеріалів і елементів обладнання (початок зміни параметрів, при яких елементи ще можуть працювати).

№	Дільниця	Елементи РЕА	$D_{гр}, P$	$D_{гр}, P$
1	Блок живлення	Мікросхеми ТТЛ DA3	10^5	10^3
		Транзистори, діоди КТ531, VD 648	10^4	
		Інтегральні схеми К1553ЛА	$5 \cdot 10^5$	
2	Пульт управління	Конденсатори К-41	10^7	
3	Розвідна мережа	Резистори СП1-10	10^3-10^7	
		Напівпровідникові елементи	10^5-10^6	
		Електричні батареї Е48, Е96	10^5-10^6	
4	Управляючий МПК	Випрямлячі ВД-306	10^6	
		Діелектричні матеріали	10^{10}	

По мінімальному значенню визначаємо границю стійкості роботи РЕА в цілому $D_{гр} = 10^3 P$. Можлива експозиційна доза опромінення:

$$t_n = 1 \text{ год}$$

$$t_k = 12 \text{ років} = 103800 \text{ год}$$

$$K_{осл} = 1$$

$$D_m = \frac{2 \cdot P_{1\max} \cdot (\sqrt{t_k} - \sqrt{t_n})}{K_{нос}} [P] \quad (5.1)$$

$$D_m = \frac{2 \cdot 3 \cdot (\sqrt{103801} - \sqrt{1})}{1} = 1972,2 (P)$$

Визначаємо допустимий час роботи за формулою:

$$t_{дон} = \left(\frac{D_{гр} \cdot K_{носл} + 2 \cdot P_{1\max} \sqrt{1}}{2 \cdot P_1} \right)^2 [год] \quad (5.2)$$

$$t_{дон} = \left(\frac{10^3 \cdot 1 + 2 \cdot 3 \cdot \sqrt{1}}{2 \cdot 3} \right)^2 = 28089,76 (год)$$

Отже, $D_m > D_{гр}$, робота системи електропостачання не стійка, допустимий час роботи РЕА складатиме 28089,76 годин.

5.3.2 Дослідження стійкості роботи системи електропостачання ТОВ «Костал Україна» в умовах дії електромагнітного імпульсу

За критерій стійкості роботи СЕП або окремих її елементів в умовах дії електромагнітного імпульсу можна прийняти коефіцієнт безпеки:

$$K_B = 20 \lg \frac{U_{\text{дон}}}{U_{B(\Gamma)}} \geq 40 \text{ [дБ]}; \quad (5.3)$$

де $U_{\text{д}}$ - допустиме коливання напруги живлення, В;

$U_{B(\Gamma)}$ - наруга наведення за рахунок електромагнітного імпульсу у вертикальних (горизонтальних) струмопровідних частинах, В.

Вхідні дані.

Приймаємо вертикальну складову напруженості електричного поля, $E_{\text{в}} = 9,92 \text{ кВ/м}$.

Напруга живлення, $U_{\text{ж}} = 36, 220, 380 \text{ В}$.

Визначаємо горизонтальну складову напруженості електричного поля:

$$E_{\Gamma} = E_{\text{в}} \cdot 10^{-3} = 9,92 \cdot 10^{-3} \text{ (В/м)}.$$

Напруга наводки:

$$U_{\text{зл}} = E_{\text{в}} l_{\text{зл}}, \text{ [кВ]}; U_{\text{вл}} = E_{\Gamma} l_{\text{вл}}, \text{ [кВ]}; \quad (5.4)$$

На кожній ділянці визначаємо максимальну довжину струмопровідних частин (в горизонтальній і вертикальній площинах) $l_{\text{в1}}, l_{\Gamma1}$, м.

$$l_{\text{в1}} = 7,5 \text{ м}, l_{\text{в2}} = 9 \text{ м}, l_{\text{в3}} = 4 \text{ м}, l_{\text{в4}} = 11 \text{ м},$$

$$l_{\Gamma1} = 6 \text{ м}, l_{\Gamma2} = 15 \text{ м}, l_{\Gamma3} = 12 \text{ м}, l_{\Gamma4} = 8 \text{ м}.$$

$$U_{\text{зл}} = 9000 \cdot 6 = 54000 \text{ (кВ)},$$

$$U_{\text{вл}} = 9,92 \cdot 7,5 = 74,4 \text{ (В)}.$$

Допустиме коливання напруги живлення дорівнює:

$$U_{\text{д}} = U_{\text{ж}} + \frac{U_{\text{ж}}}{100} \cdot N \text{ [В]}; \quad (5.5)$$

$$U_{\text{д1}} = 380 + \frac{380}{100} \cdot 10 = 418 \text{ (В)};$$

$$U_{\text{д2}} = 220 + \frac{220}{100} \cdot 10 = 242 \text{ (В)};$$

$$U_{дз} = 36 + \frac{36}{100} \cdot 10 = 39,6 \text{ (В)} ;$$

Де $U_{ж}$ – напруга живлення, В;

N – допустиме відхилення напруги, 10%

Визначаються коефіцієнти безпеки для горизонтальних струмопровідних частин:

$$K_{бг1} = 20 \lg \frac{U_{д1}}{U_{г}} \text{ [дБ]} ; \quad (4.6)$$

$$K_{бг1} = 20 \lg \frac{440}{54000} = -41,8 \text{ (дБ)} .$$

Визначаються коефіцієнти безпеки для вертикальних струмопровідних частин:

$$K_{бв1} = 20 \lg \frac{U_{д1}}{U_{в}} \text{ [дБ]} ; \quad (4.7)$$

$$K_{бв1} = 20 \lg \frac{440}{67,5} = 30,3 \text{ (дБ)} .$$

Дані всіх розрахунків закосимо в таблицю 5.7.

Таблиця 5.7 - Результати розрахунків по стійкості обладнання до ЕМІ

№	Дільниця	$U_{ж}, \text{В}$	$U_{в}, \text{В}$	$U_{г}, \text{В}$	$K_{бв}$	$K_{бг}$	Результати дії
1	Блок живлення	380	67,5	54000	16,3	-41,8	нестійкий
2	Розвідна мережа	220	81	135000	9,5	-54,9	нестійкий
3	Пульт управління	36	36	108000	0,8	-68,7	нестійкий

Так як $K_{бг1}$ та $K_{бв1} < 40$ дБ, то апаратура буде не стійкою в роботі, а отже потрібно проводити екранування.

5.4 Розробка превентивних заходів по підвищенню стійкості роботи системи електропостачання в умовах дії загрозливих чинників НС

Для зменшення дії іонізуючих випромінювань використовують такі заходи: зменшення чутливості перемикальних схем до зміни вхідних сигналів

і напруг джерел живлення; зниження напруги живлення на аноді і збільшення негативного зміщення сіток газорозрядних приладів, збільшення відстані між елементами, які знаходяться під навантаженням та ін.

Проводимо захисне екранування.

Розрахунок екрану для сталі:

$$t = \frac{A_{\text{екр}}}{k \cdot \sqrt{f}} \text{ [см] }, \quad (5.8)$$

$k=5,2$ (для сталі);

f - частота, $f = 1500$ Гц;

$A_{\text{екр}}$ - затування в екрані, дБ:

$$A_{\text{екр}} = K_{\text{б}} - K_{\text{б,роз}} \quad (5.9)$$

$$t_1 = \frac{40 - 16,3}{5,2 \cdot \sqrt{15000}} = 0,04 \text{ (см) },$$

$$t_2 = \frac{40 - 9,5}{5,2 \cdot \sqrt{15000}} = 0,05 \text{ (см) },$$

$$t_3 = \frac{40 - 0,8}{5,2 \cdot \sqrt{15000}} = 0,07 \text{ (см) },$$

Отже при екрануванні блоку живлення з використанням екрану товщиною 0,04 см зі сталі, розвідної мережі з використанням екрану товщиною що дорівнює 0,05 см, пульта управління 0,07 см система електропостачання буде безпечно працювати в умовах дії електромагнітного імпульсу.

Також, в даному розділі приведено аналіз і дана Дослідження стійкості роботи елементів системи електропостачання ТОВ «Костал Україна» при дії іонізуючих випромінювань, при цьому виявлено, що система працює не стійко в заданих умовах, оскільки $D_m > D_{гр}$, тому запропоновано заходи по підвищенню стійкості системи.

Дослідження стійкості роботи елементів системи електропостачання при дії електромагнітного імпульсу показала, що вона буде стійкою при

застосуванні захисного екрану товщиною 0,04; 0,05; 0,07 см зі сталі. Для чого може використовуватись кожух на лотках з кабелями.

ВИСНОВКИ

В даній магістерській роботі було обгрунтовано заходи для покращення енергоефективності підприємство ПАТ «Маяк».

Розроблені заходи є досить ефективними, адже їх термін окумності складає менше 5 років.

Прийняті оптимальні проектні рішення, щодо місця розміщення ЦРП, зовнішньої лінії живлення, оптимальних перерізів розподільних мереж та оптимальних потужностей ЦТП, які наведені у відповідних розділах пояснювальної записки.

В другому розділі була створена загальна База даних в електронному процесорі Excel, яка включає загальні дані, технічні та економічні дані силових трансформаторів та кабельних ліній.

Методами коефіцієнтів використання та попиту за допомогою електронного процесора Excel визначили середні та розрахункові навантаження цехів та підприємства в цілому. Також визначена питома густина навантаження підприємства, за допомогою якої були визначені рекомендовані потужності цехових ТП.

Визначили кількість, потужність та місце розташування цехових ТП, а саме, було обрано чотири ЦТП марки ТМ – 1000/10 та ТМ – 2500/10. Також в цьому розділі визначили оптимальні перерізи лінії живлення та розподільної внутрішньозаводської мережі (виконані КЛ напругою 10 кВ марки АСБл перерізом 70 мм², 95 мм² та 120 мм²), відповідно.

Визначили центр мережі, використовуючи засіб «Поиск решений», та прийняли рішення щодо місця розташування ЦРП. Використовуючи математичне моделювання та прийняття рішень в СЕП MathCad визначили оптимальну потужність компенсуючих пристроїв 0,38 кВ за критерієм мінімуму затрат в СЕП.

В третьому розділі магістерської дипломної роботи було розроблено заходи по впровадженню системи АСУТП на підприємство ПАТ «Маяк».

Дана система вирішує наступні основні завдання:

– збір даних з присвоєнням мітки часу про положення комутаційних апаратів, стан технологічних захистів, сигналів про технологічні порушення та діагностичної інформації з особливо важливого обладнання і приміщень;

– збір і первинна обробка значень технологічних величин;

– дистанційне керування комутаційними апаратами;

– архівування інформації

– синхронізацію власного таймера

передача всієї отриманої інформації в систему верхнього рівня диспетчерського управління.

Під час розрахунків було розроблено кабельний журнал, вибрано необхідні аналізатори мережі, модулі, контролери та маршрутизатор.

Також було розроблено схеми телемеханіки, телекомунікації, живлення шафи телемеханіки та наглядно нанесено на план РП потоки.

СПИСОК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ

1. Визначення класу наслідків (відповідальності) будівель і споруд (ДБН 8855-2019).
2. Правила улаштування електроустановок, 2017р., 617 с
3. Справочник по проектированию электроснабжения. /Под ред. Ю.Г. Барыбина и др. – М.: Энергоатомиздат, 1990. – 576с.
4. Справочник по электроснабжению и электрооборудованию. /Под ред.. А.А. Федорова. – М.: Энергоатомиздат, 1987. – Т.1 – 580с., Т.2 – 591 с.
5. Правила улаштування електроустановок. - 5-те вид., переробл. й доповн. - X .: Міненерговугілля України, 2014.
6. РТМ 36.18.32.4-92 Указания по расчету электрических нагрузок.
7. ГОСТ 14209-97 Руководство по нагрузке силовых масляных трансформаторов.
8. ДСТУ ІЕС/TR 60909-4:2008 (ІЕС/TR 60909-4:2000, ІДТ) Національний стандарт України. Струми короткого замикання в трифазних системах змінного струму. Частина 4. Приклади обчислення сили струму короткого замикання.
9. СН 174-75 Инструкция по проектированию электроснабжения промышленных предприятия.
10. СН 357-77 Инструкция по проектированию силового и осветительного электрооборудования промышленных предприятий.
11. РД 153-34.0-15.501-00 Контроль качества электрической энергии
12. Підтримка MS Office [Електронний ресурс]. – Режим доступу : <http://office.microsoft.com/uk-ua/support>
13. Приемы работы с Excel [Електронний ресурс]. – Режим доступу : <http://msexcel.ru/content/blogcategory/25>
14. Камінський А. В. Математичне та комп'ютерне моделювання процесів оптимізації центрування електричних мереж : монографія / А. В. Камінський, Б. І. Мокін – Вінниця: УНІВЕРСУМ - Вінниця, 2005. –122с
15. Конспект лекції з дисципліни САПР СЕП.

- 16.Руководство Mathcad [Электронный ресурс]. – Режим доступа : <http://www.exponenta.ru/soft/Mathcad>
- 17.Электроснабжение: учебное пособие по дипломному проектированию / Л.С. Синенко, Т.П. Рубан, Ю.П. Попов.– Красноярск : ИПК СФУ, 2008.
- 18.Каталог конденсаторных установок [Электронный ресурс]. – Режим доступа : <http://www.kpenri.com.ua/-prod02.php>
- 19.Кабельно-провідникова продукція [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://ibud.ua/ua/catalog/kabelno-provodnikovaya-produktsiya-1189>
- 20.Експлуатація освітлювальних установок [Электронный ресурс]. – Режим доступа: http://life-prog.ru/ukr/1_954_ekspluatatsiya-osvitlyuvalnih-ustanovok.html
- 21.М. П. Охорона праці : Лабораторний практикум / М. П. Купчик, М. П. Гандзюк, І. Ф. Степанець – К. : Основа, 1998. – 224 с.
- 22.Методические указания к расчету электрического освещения для студентов специальности 03103 «Электроснабжение промышленных предприятий, городов и сельского хозяйства». Искусственное освещение производственных помещений /для курсового и дипломного проектирования/Сост.В.А. Климчук. - Вінниця: ВПИ,1985,-56с.
- 23.Мешков В.В. Основы светотехники: Учебное пособие для техникумов. - М.: Энергоатомиздат, 1979. -368с.
- 24.Кладницкий Д.А., Чубатий С.Н. Справочник по осветительной аппаратуре. -К.: Техніка, 1986. -152с.
- 25.Кнорринг Г.М. Светотехнические расчеты в установках искусственного освещения. -Л.: Энергия, 1973. -200с
- 26.Гительман Л. Д., Ратников Б. Е. Эффективная энергокомпания: Экономика. Менеджмент. Реформирование / Л. Д. Гительман, Б. Е. Ратников – М.: ЗАО «Олимп-Бизнес», 2002. – 544 с.

- 27.Єдина тарифна сітка розрядів і коефіцієнтів з оплати праці працівників установ та організацій окремих галузей бюджетної сфери. Режим доступу: http://search.ligazakon.ua/l_doc2.nsf/link1/ST000596.html
- 28.Закон України «Про Державний бюджет України на 2014 рік» та зміни до додатка № 3 до Закону України "Про Державний бюджет України на 2016 рік" щодо державної підтримки державних вугледобувних підприємств. Режим доступу: <https://zakon.rada.gov.ua/laws/show/1063-19#n2>
- 29.ДБН А.2.5-23:2010, Проектування електрообладнання об'єктів цивільного призначення
- 30.Закон України «Про затвердження Кодексу комерційного обліку електричної енергії» Режим доступу: <https://zakon.rada.gov.ua/laws/show/v0311874-18#Text>
- 31.Методичні вказівки до виконання розділу з охорони праці в кваліфікаційних роботах здобувачів освітнього ступеня магістра за спеціальностями 153, 163, 171 і 172 / Уклад.: С. В. Дембіцька, І. М. Кобилянська, О. В. Кобилянський. – Вінниця : ВНТУ, 2021. – 51 с.
- 32.Кобилянський О. В., Кобилянська І.М., Яблочников С.Л. Основи охорони праці. – Вінниця: Планер, 2007. – 171 с.
33. Кобилянський О. В. Охорона праці при експлуатації електроустановок. – Вінниця: ВДТУ, 2003. – 125 с.
- 34.Кобилянський О. В. Охорона праці у галузі. – Вінниця: ВНТУ, 2005. – 139 с.
- 35.Кобилянський О. В. Основи охорони праці. Ч. 1. – Вінниця: ВНТУ, 2007. – 183 с.
- 36.Кобилянський О. В. Основи охорони праці. Ч. 2. – Вінниця: ВНТУ, 2007. – 171 с.
- 37.ДСН «Гігієнічна класифікація праці за показниками шкідливості та небезпечності факторів виробничого середовища, важкості та напруженості трудового процесу», Наказ МОЗ № 248 від 08.04.2014

- [Електронний ресурс]. – Режим доступу : URL:
<http://zakon2.rada.gov.ua/laws/show/z0472-14>.
- 38.ГОСТ 12.0.003-74 ССБТ. Опасные и вредные производственные факторы. Классификация. – [Електронний ресурс] – Режим доступу :
<http://vsegost.com/Catalog/41/41131.shtml>
- 39.ДБН В.1.1-7:2016 Пожежна безпека об'єктів будівництва. Загальні вимоги. – [Електронний ресурс] – Режим доступу : http://www.poliplast.ua/doc/dbn_v.1.1-7-2002.pdf
- 40.ДБН В.2.5-28:2018 Природне і штучне освітлення. – [Електронний ресурс] – Режим доступу: http://online.budstandart.com/ua/catalog/doc-page.html?id_doc=79885
- 41.ДБН В.2.5-27-2006. Захисні заходи електробезпеки в електроустановках будинків і споруд. – К. : Мінбуд України, 2006. – 154 с.
- 42.ДБН В.2.5-67:2013. Опалення, вентиляція та кондиціонування – К. : Мінрегіонбуд України, 2013. –149 с.
- 43.ДСН 3.3.6.037-99 Санітарні норми виробничого шуму, ультразвуку та інфразвуку. – [Електронний ресурс] – Режим доступу :
<http://document.ua/sanitarni-normi-virobnichogo-shumu-ultrazvuku-ta-infrazvuku-nor4878.html>
- 44.ДСН 3.3.6.042-99 Санітарні норми мікроклімату виробничих приміщень. – [Електронний ресурс] – Режим доступу :
<http://mozdocs.kiev.ua/view.php?id=1972>

ДОДАТКИ

ДОДАТОК А

МІНІСТЕРСТВО ОСВІТИ І НАУКИ УКРАЇНИ
ВІННИЦЬКИЙ НАЦІОНАЛЬНИЙ ТЕХНІЧНИЙ УНІВЕРСИТЕТ

УЗГОДЖЕНО

“ ____ ” _____ 2021р.

ЗАТВЕРДЖЕНО
Зав. кафедри ЕСЕМ

к.т.н., доц. Войтюк Ю.П. _____
“ ____ ” _____ 2022 р.

ТЕХНІЧНЕ ЗАВДАННЯ

до магістерської кваліфікаційної роботи

на тему:

Підвищення ефективності функціонування системи електропостачання
Приватного акціонерного товариства «Маяк», місто Вінниця шляхом
впровадження засобів телемеханіки та телекомунікацій

Науковий керівник:

к.т.н., доц. Войтюк Ю.П. _____
(підпис)

Виконавець: студент гр. ЕСЕ – 21м

Верестюк Д.Р. _____
(підпис)

Вінниця 2022 р.

1. ПІДСТАВА ДЛЯ ВИКОНАННЯ МАГІСТЕРСЬКОЇ КВАЛІФІКАЦІЙНОЇ РОБОТИ (МКР)

Робота виконується на підставі наказу ВНТУ за №203 від 14 . 09 .22 р.

Дата початку роботи 14 . 09 .22 р.

Дата закінчення роботи 10 . 12 .22 р.

2. МЕТА І ПРИЗНАЧЕННЯ МКР. ВИХІДНІ ДАНІ ДЛЯ РОЗРОБКИ МАГІСТЕРСЬКОЇ РОБОТИ

а) мета – підвищення енергоефективності енерговикористання на підприємстві.

б) призначення розробки – виконання магістерської кваліфікаційної роботи.

в) вихідні дані для виконання МКР:

генплан підприємства; відомості про електричні навантаження цехів (Додаток Б); відомості про особливості технологічних процесів та навколишнього середовища (внутрішнього та зовнішнього); відомості про електричні навантаження підприємства; відомості про джерела живлення, їх віддаленість; генплан РП; основні техніко-економічні показники.

3. ДЖЕРЕЛА РОЗРОБКИ

3.1 Методичні вказівки до оформлення дипломних проектів (робіт) у Вінницькому національному технічному університеті / Уклад. Г.Л. Лисенко, А.Г. Буда, Р.Р. Обертюх. – Вінниця: ВНТУ, 2006. – 60 с,

3.2 Правила улаштування електроустановок.: Міненерговугілля України, 2017.

3.3. М.Й. Бурбело «Проектування систем електропостачання. Приклади розрахунків».- Вінниця: ВНТУ, 2005р.

3.4 ДБН В.2.5-28-2006. Природне і штучне освітлення.

3.5 Методичні вказівки до виконання магістерської кваліфікаційної роботи студентами спеціальності 141 – «Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка» / Л.Б. Терешкевич, О.Д. Демов, Ю.А. Шулле. – Вінниця: ВНТУ, 2006р.

4. ЕТАПИ І ТЕРМІН ВИКОНАННЯ РОБОТИ

Зміст етапу	Термін виконання	
	початок	кінець
4.1 Збір інформації, яка необхідна для дослідження		
4.2 Проведення дослідних розрахунків		
4.3 Розробка робочих креслень		
4.4 Написання розрахунково-пояснювальної записки і захист магістерської роботи		

5. МАТЕРІАЛИ, ЩО ПОДАЮТЬСЯ ДО ЗАХИСТУ МКР

Пояснювальна записка МКР, графічні і ілюстровані матеріали, анотація до МКР українською та іноземною мовою.

6. ПОРЯДОК КОНТРОЛЮ ВИКОНАННЯ ТА ЗАХИСТУ МКР

Робота приймається на проміжних контрольних перевірках, попередньому захисті та захисті в ДЕК.

7. ТЕХНІКО-ЕКОНОМІЧНЕ ОБГРУНТУВАННЯ

7.1 Дані про патентоспроможність

Не передбачається

8 ОЧІКУВАНИЙ ЕКОНОМІЧНИЙ ЕФЕКТ

Не передбачається

ДОДАТОК Б

Вихідні дані

Таблиця Б.1 – Відомості про навантаження підприємства

№	Цех	Рн, кВт
	2	3
1	Механічний	150
2	Заготівельний	150
3	Ковально-штампувальний	280
4	Зварювальний	250
5	Субабонент №1	300
6	Сталеалюмінієвого лиття	610
7	Інструментальний	360
8	Лакофарбних і гальванічних покриттів	610
9	Збирально-монтажний	230
10	Субабонент №2, адмінкорпус	170
11	Ремонтно-механічний	280
12	Очисні споруди	200
13	Субабонент №3	1100
14	Субабонент №4	160
15	Відділ випробувань	180
16	Будівельно-монтажний	70
17	Нестандартного обладнання	120
18	Тарно-пакувальний	40
19	Склади ОМТС	60
20	Субабонент №5	400
21	Типографія	80
22	Термопластавтоматів	400
23	КСК "Маяк"	40
24	Субабонент №6	200
	Всього по підприємству	6440

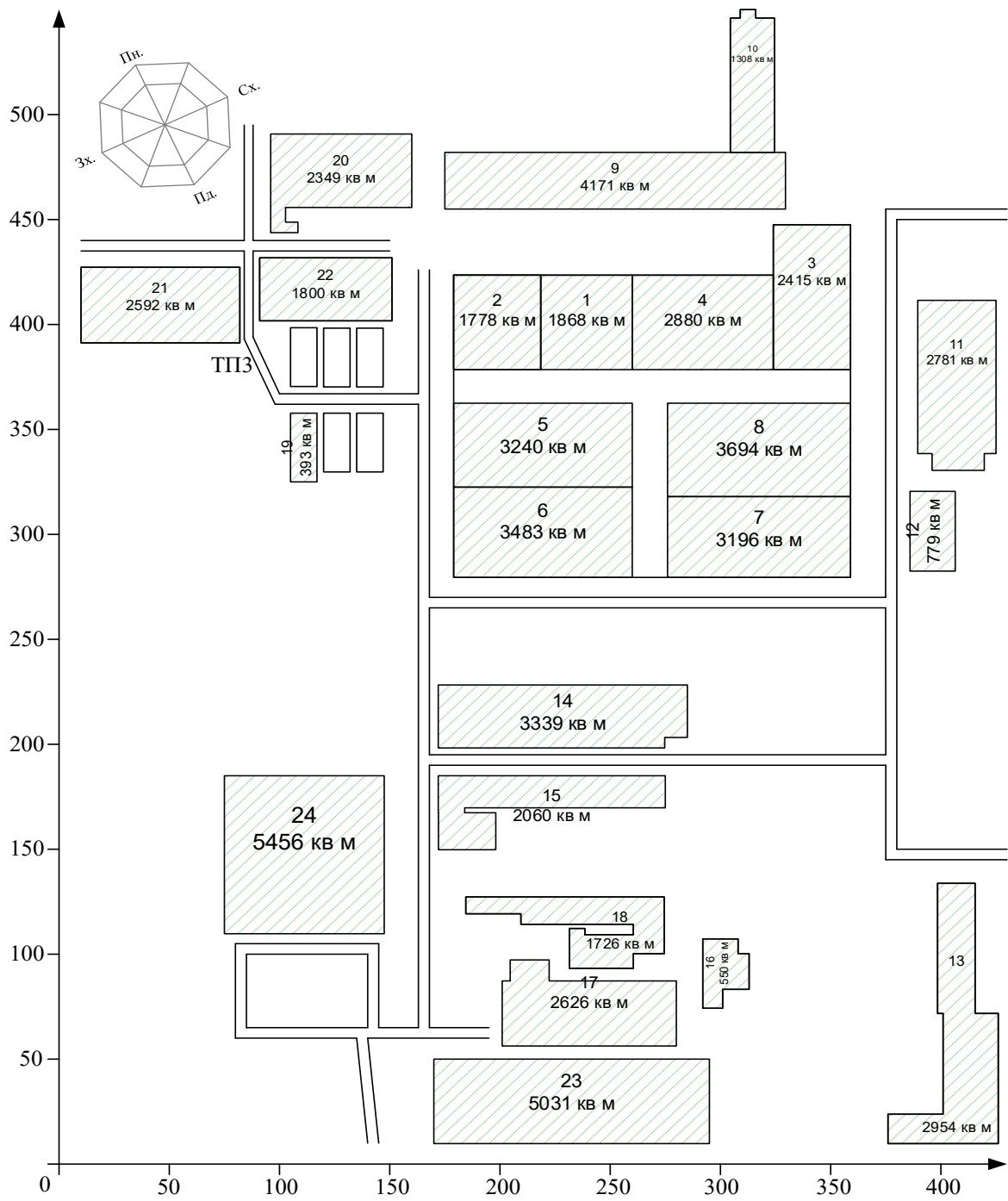
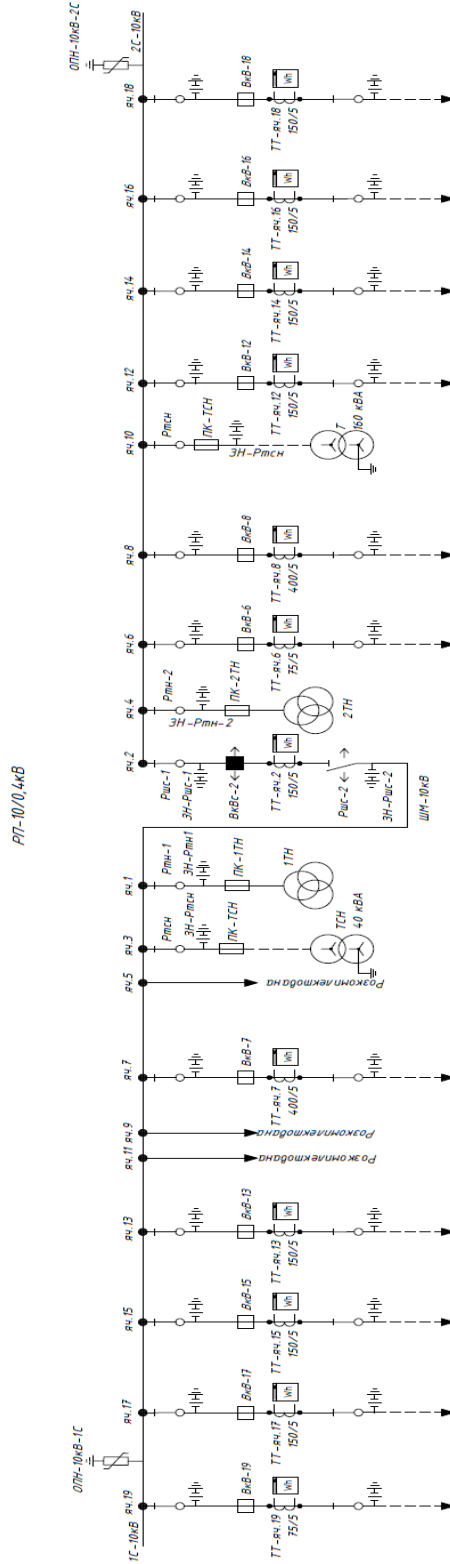


Рисунок Б.1 - Генплан підприємства

ДОДАТОК В

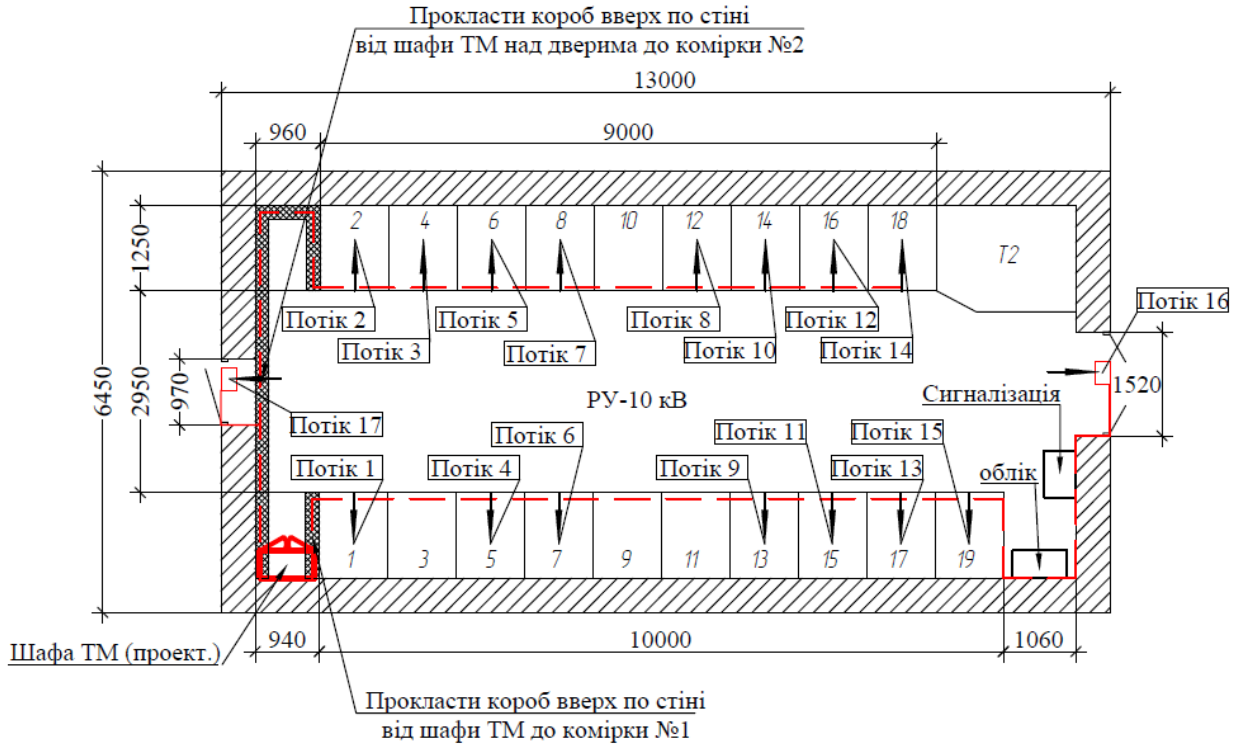
Схема головних кіл РП-10 кВ



ДОДАТОК Д

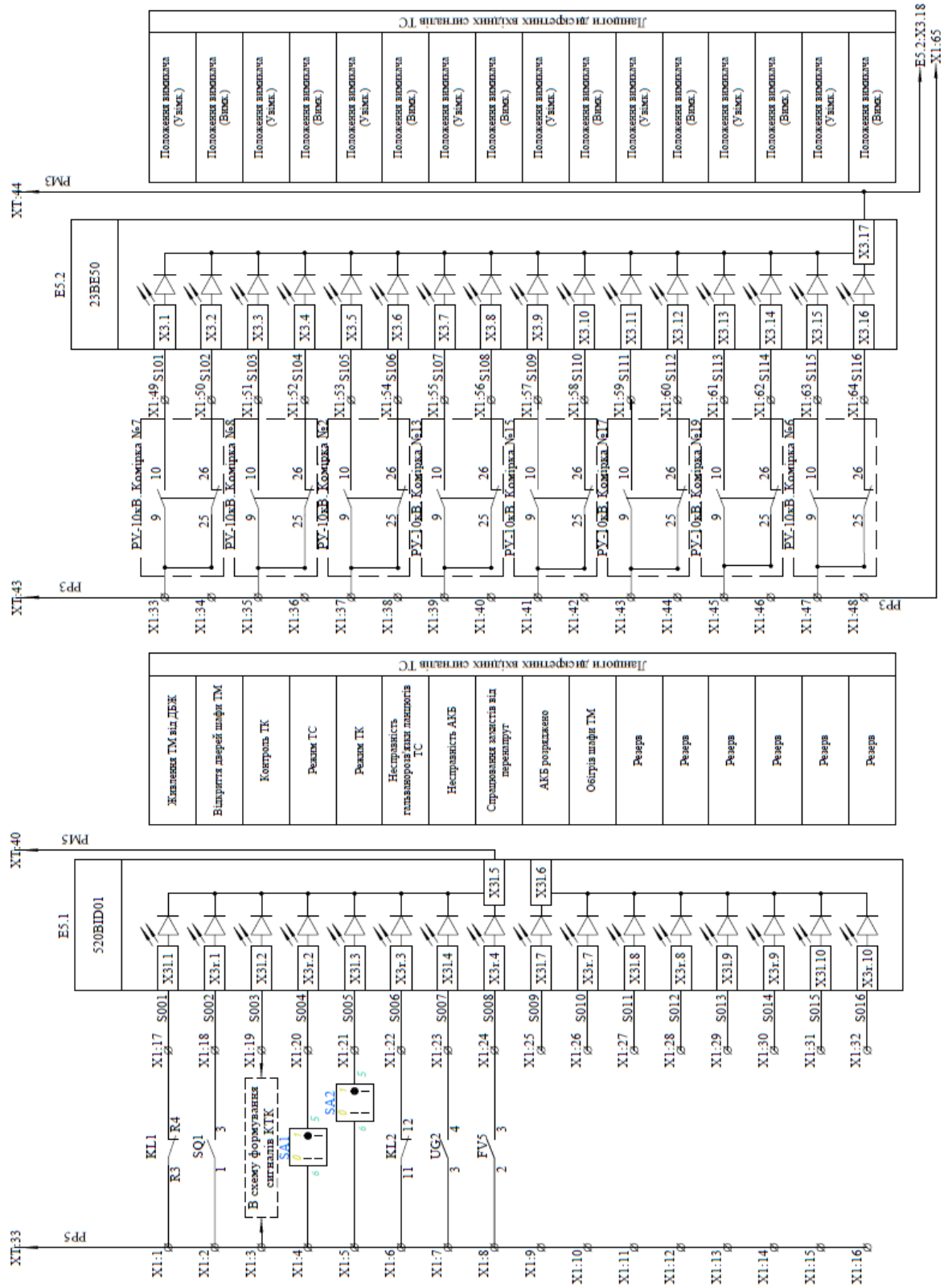
План РП ПАТ «Маяк» з нанесенням потоків

План РП Масштаб 1:100



ДОДАТОК Е

Схема електрична принципова. Телесигналізація

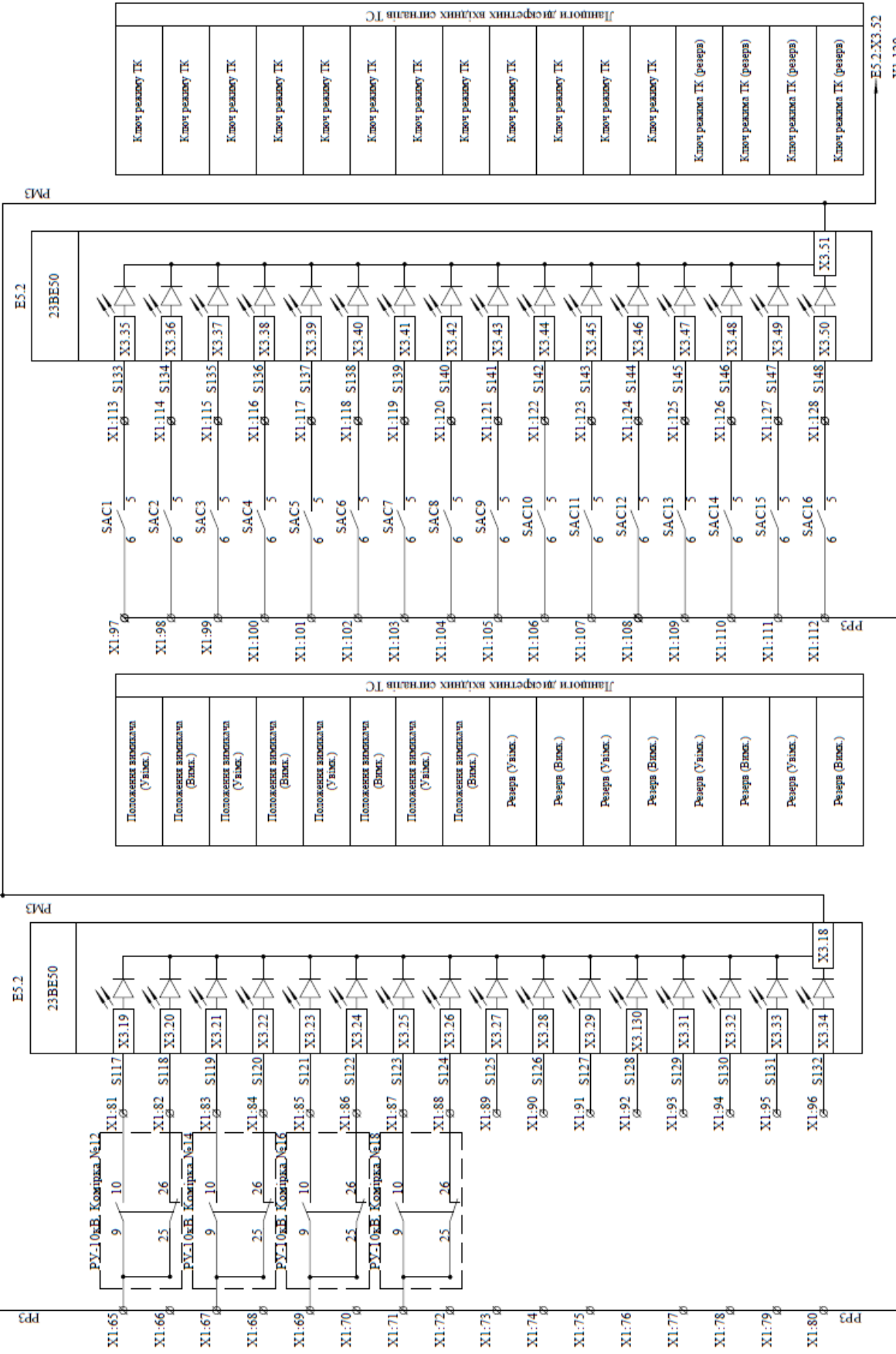


XI:48

E5.2:X3.17

PM3

E5.2:X3.52

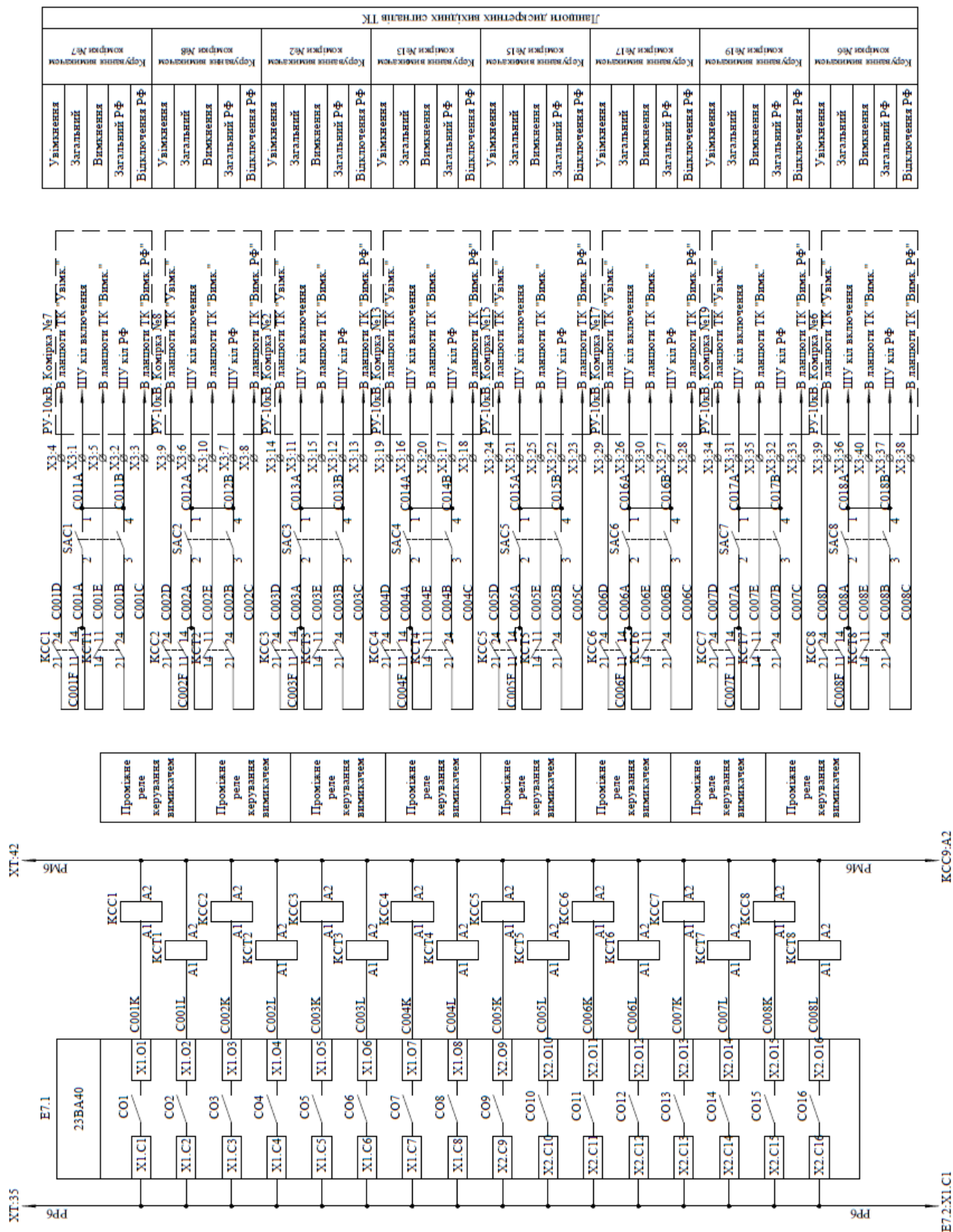


→ E5.2:X3.52

→ XI.129

ДОДАТОК Є

Схема електрична принципова. Телекомунікація

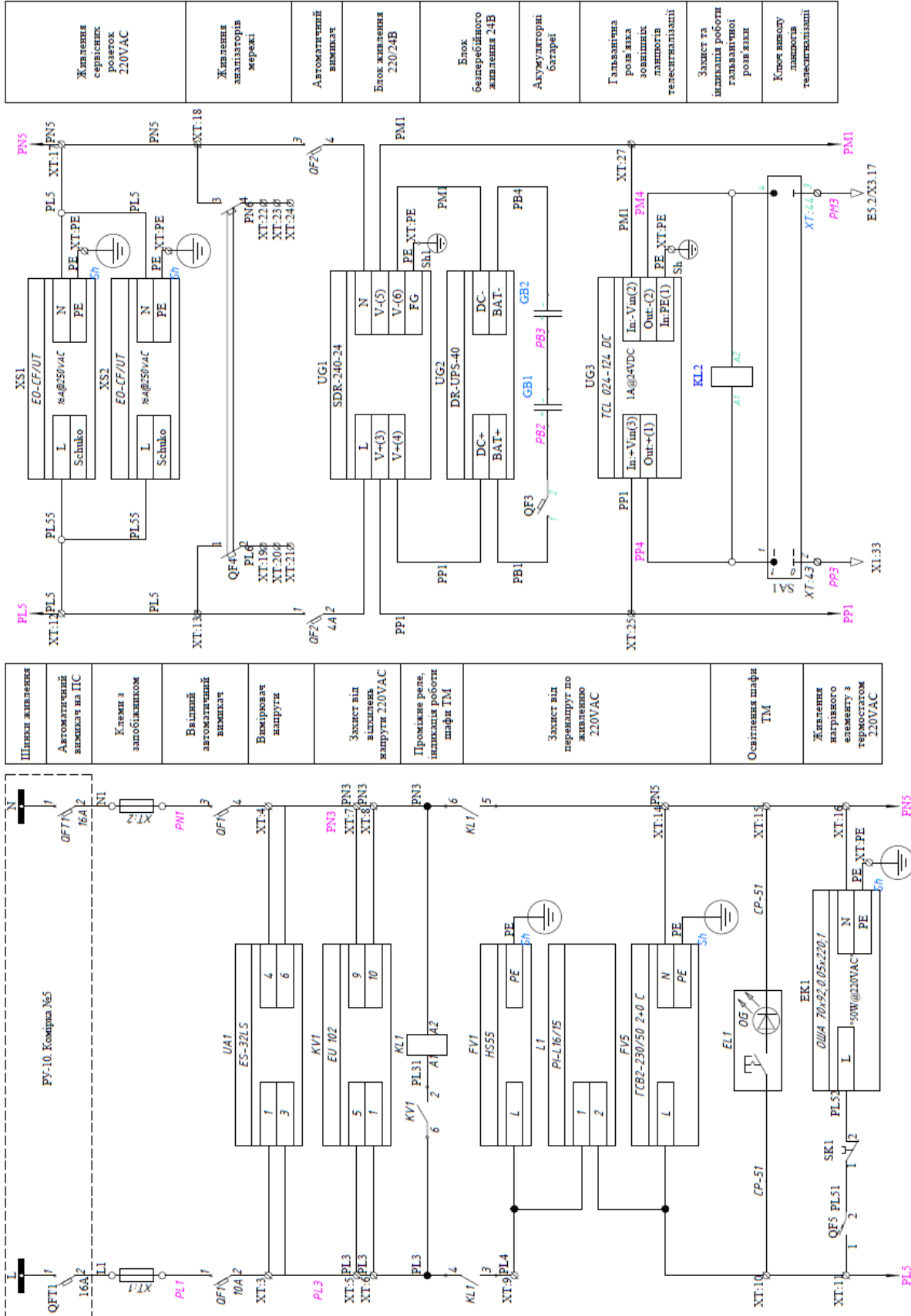


Корпус №6		Корпус №7		Корпус №8		Корпус №9		Корпус №10		Корпус №11		Корпус №12		Корпус №13		Корпус №14		Корпус №15		Корпус №16		Корпус №17		Корпус №18		Корпус №19		Корпус №20	
Увімкнення	Загальний	Увімкнення	Загальний	Увімкнення	Загальний	Увімкнення	Загальний	Увімкнення	Загальний	Увімкнення	Загальний	Увімкнення	Загальний	Увімкнення	Загальний	Увімкнення	Загальний	Увімкнення	Загальний	Увімкнення	Загальний	Увімкнення	Загальний	Увімкнення	Загальний	Увімкнення	Загальний	Увімкнення	Загальний
Вимкнення	Загальний Рф	Вимкнення	Загальний Рф	Вимкнення	Загальний Рф	Вимкнення	Загальний Рф	Вимкнення	Загальний Рф	Вимкнення	Загальний Рф	Вимкнення	Загальний Рф	Вимкнення	Загальний Рф	Вимкнення	Загальний Рф	Вимкнення	Загальний Рф	Вимкнення	Загальний Рф	Вимкнення	Загальний Рф	Вимкнення	Загальний Рф	Вимкнення	Загальний Рф	Вимкнення	Загальний Рф
Вимкнення	Загальний Рф	Вимкнення	Загальний Рф	Вимкнення	Загальний Рф	Вимкнення	Загальний Рф	Вимкнення	Загальний Рф	Вимкнення	Загальний Рф	Вимкнення	Загальний Рф	Вимкнення	Загальний Рф	Вимкнення	Загальний Рф	Вимкнення	Загальний Рф	Вимкнення	Загальний Рф	Вимкнення	Загальний Рф	Вимкнення	Загальний Рф	Вимкнення	Загальний Рф	Вимкнення	Загальний Рф
Вимкнення	Загальний Рф	Вимкнення	Загальний Рф	Вимкнення	Загальний Рф	Вимкнення	Загальний Рф	Вимкнення	Загальний Рф	Вимкнення	Загальний Рф	Вимкнення	Загальний Рф	Вимкнення	Загальний Рф	Вимкнення	Загальний Рф	Вимкнення	Загальний Рф	Вимкнення	Загальний Рф	Вимкнення	Загальний Рф	Вимкнення	Загальний Рф	Вимкнення	Загальний Рф	Вимкнення	Загальний Рф

Ланцюг дискретних входних сигналів ТК

ДОДАТОК Ж

Схема електрична принципова живлення шафи телемеханіки



Живлення сервісних роутерів 220VAC

Живлення аналізаторів мережі

Автоматичний вимикач

Блок живлення 220/24В

Блок безперебійного живлення 24В

Акумуляторні батареї

Гальванічна роз'язка зовнішніх ланцюгів телемеханізації

Захист та індикація роботи гальванічної роз'язки
--

Шинки живлення

Автоматичний вимикач на ПС

Клеми з запобіжником

Вислий автоматичний вимикач

Вимірювач напруги

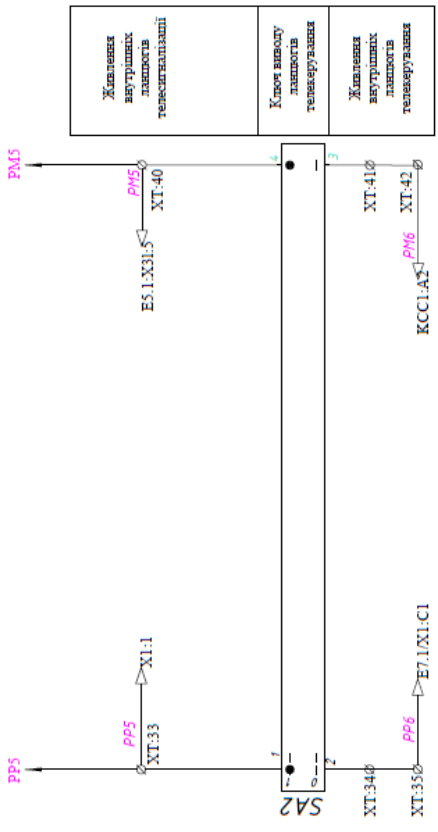
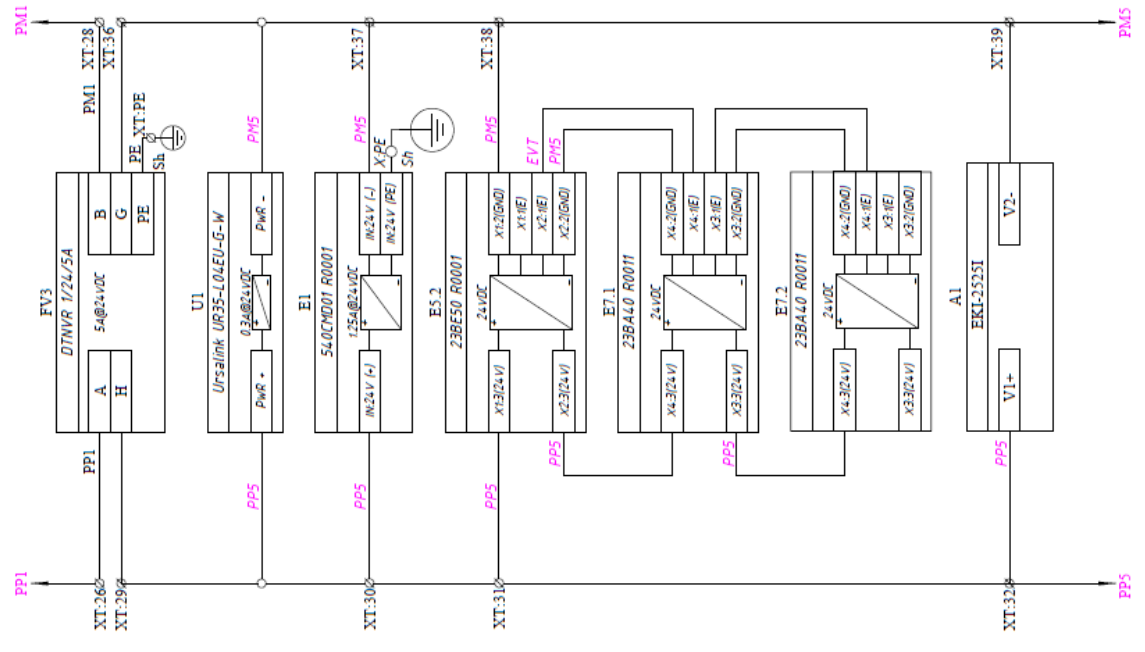
Захист від впливів напруги 220VAC

Проміжне реле, індикація роботи шафи ТМ

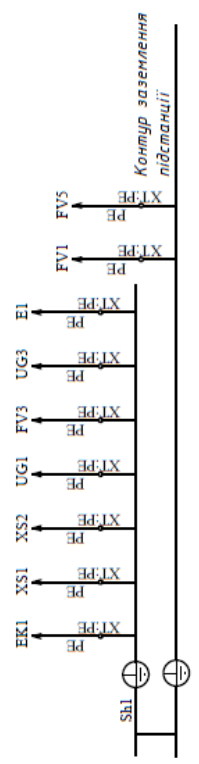
Захист від перепаду по напрузі по живленню 220VAC

Освітлення шафи ТМ

Живлення нагрівального елемента з термостатом 220VAC
--



Закрес від переключит. лямпості 24VDC
Живлення роутера Uralink UR35-L04EU-G-W
Живлення 24VDC процесорного модуля
Живлення 24VDC модуля дискретного вводу
Живлення 24VDC модуля дискретного виводу
Живлення 24VDC комутатора EKI-2523I



Живлення внутрішніх лямпості телекабелів
Ключ виводу лямпості телекабелів
Живлення внутрішніх лямпості телекабелів

ДОДАТОК 3

ПРОТОКОЛ ПЕРЕВІРКИ НАВЧАЛЬНОЇ (КВАЛІФІКАЦІЙНОЇ) РОБОТИ

Назва роботи: Підвищення ефективності функціонування системи електропостачання Приватного акціонерного товариства «Маяк», місто Вінниця шляхом впровадження засобів телемеханіки та телекомунікацій.

Тип роботи: Магістерська кваліфікаційна робота.

Підрозділ: Кафедра електротехнічних систем електроспоживання та енергетичного менеджменту.

Науковий керівник: д.т.н. професор Бурбело М.Й.

Показники звіту подібності	
UNICHECK	
Схожість	13.1%

Аналіз звіту подібності

Запозичення, виявлені у роботі, оформлені коректно і не містять ознак плагіату.

Заявляю, що ознайомлений з повним звітом подібності, який був згенерований Системою щодо роботи.

Автор _____ Верестюк Д.Р.

Опис прийнятого рішення

Магістерська кваліфікаційна робота допускається до захисту

Особа відповідальна за перевірку _____ Лобода Ю.В.

Керівник роботи _____ Бурбело М.Й.

Експерт _____ Бурбело М.Й., зав кафедри ЕСЕЕМ