

Вінницький національний технічний університет  
Факультет електроенергетики та електромеханіки  
Кафедра електротехнічних систем електроспоживання та енергетичного  
менеджменту

## Пояснювальна записка

до магістерської кваліфікаційної роботи

магістр

(освітній ступінь)

на тему: Підвищення якості електропостачання нетягових споживачів  
відокремленого підрозділу «Жмеринська дистанція електропостачання»  
Державного територіально-галузевого об'єднання «Південно-Західна  
залізниця»

Виконала: студентка 2 курсу, гр. ЕСЕ-18м з/в  
Спеціальність 141 – Електроенергетика,  
електротехніка та електромеханіка

(шифр, назва)

Освітня програма “Електротехнічні системи  
електроспоживання»

(шифр, назва)

Панасова В.В.

(прізвище та ініціали)

Керівник к.т.н., доц. Бабенко О.В.

(прізвище та ініціали)

Рецензент \_\_\_\_\_

(прізвище та ініціали)

Вінниця – 2020 року

Вінницький національний технічний університет  
Факультет Електроенергетики та електромеханіки  
Кафедра Електротехнічних систем електроспоживання та енергетичного менеджменту  
Спеціальність 141 – Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка  
Освітня програма “Електротехнічні системи електроспоживання»  
Освітній ступінь магістр

ЗАТВЕРДЖУЮ

Завідувач кафедри ЕСЕЕМ

проф. М. Й. Бурбело

“ ” \_\_\_\_\_ 2020 року

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

Панасовій Вікторії Володимирівні

(прізвище, ім'я, по батькові)

1. Тема роботи: Підвищення якості електропостачання нетягових споживачів відокремленого підрозділу «Жмеринська дистанція електропостачання» Державного територіально-галузевого об'єднання «Південно-Західна залізниця»

керівник роботи Бабенко Олексій Вікторович к.т.н., доц. каф. ЕСЕЕМ

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

затверджені наказом вищого навчального закладу від “06” березня 2020 року №76

2. Термін подання студентом роботи “04” червня 2020 року

3. Вихідні дані до роботи Генплан підприємства (Додаток Б); план одного із цехів з технологічними плануваннями (Додаток Б), відомості про особливості технологічних процесів, відомості про електричні навантаження підприємства та цеху (Додаток Б); відомості про джерела живлення та перспективу розвитку підприємства.

4. Зміст розрахунково-пояснювальної записки (перелік питань, які потрібно розробити) Вступ. Характеристика підприємства та технологічного процесу. Розрахунок електричних навантажень. Оптимізація і моделювання вибору місця розташування підстанцій СЕП. Моделювання і оптимізація при виборі системи зовнішнього та внутрішнього цехового електропостачання.

Економічна частина. Охорона праці та безпека в надзвичайних ситуаціях.  
Висновки. Список використаних джерел. Додатки.

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

Генплан підприємства. Однолінійна схема електропостачання підприємства. Силові мережі цеху. Освітлювальні мережі цеху. Наукова робота. Розрахунково-монтажна таблиця електропостачання цеху. Техніко-економічні характеристики СЕП.(Вихідні дані Додаток Б)

6. Консультанти розділів роботи

Розділ	Прізвище, ініціали та посада консультанта	Підпис, дата	
		завдання видав	завдання прийняв
Спеціальна частина	Бабенко О.В., к.т.н., доц., каф. ЕСЕМ		
Економічна частина	Шулле Ю.А., к.т.н., доц., каф. ЕСЕМ		
Охорона праці та безпека в надзвичайних ситуаціях	Кобилянський О.В., д.п.н., професор кафедри БЖДПБ		

7. Дата видачі завдання 27.01.20

### КАЛЕНДАРНИЙ ПЛАН

№ з/п	Назва етапів роботи	Строк виконання етапів роботи	Примітка
1	Характеристика підприємства та технологічного процесу		
2	Синтез зовнішньої СЕП		
3	Розрахунок цехової електричної мережі		
4	Науково дослідна частина		
5	Економічна частина		
6	Охорона праці		
7	Графічна частина		

Студентка \_\_\_\_\_  
(підпис)

Панасова В.В.  
(прізвище та ініціали)

Керівник роботи \_\_\_\_\_  
(підпис)

Бабенко О.В.  
(прізвище та ініціали)

Нормоконтроль \_\_\_\_\_  
(підпис)

\_\_\_\_\_  
(прізвище та ініціали)

## ЗМІСТ

АНОТАЦІЯ .....	6
ВСТУП .....	8
1 ВІДОМОСТІ ПРО ПІДПРИЄМСТВО ТА КОРОТКИЙ ОПИС ТЕХНОЛОГІЧНИХ ПРОЦЕСІВ.....	10
1.1 Опис роботи Жмеринської дистанції електропостачання .....	10
1.2 Структура Жмеринської дистанції електропостачання та взаємодія підрозділів .....	13
1.3 Робота району контактної мережі ЕЧК.....	16
1.4 Робота енергодиспетчера ЕЧЦ.....	17
1.5 Робота тягових підстанцій ЕЧЕ .....	18
1.6 Характеристики трансформаторної підстанції, що живиться по системі «два проводи-рельс» .....	19
2 ВИЗНАЧЕННЯ ОПТИМАЛЬНИХ ПАРАМЕТРІВ СИСТЕМИ ЕЛЕКТРОПОСТАЧАННЯ НЕТЯГОВОГО СПОЖИВАЧА ЧЕРЕЗ ДПР.....	21
2.1 Живлення нетягових споживачів за допомогою ДПР .....	21
2.2 Відомості про електричні навантаження підприємства, що живиться за допомогою лінії ДПР. ....	22
2.3 Розрахунок електричних навантажень цехової мережі.....	23
2.4 Вибір і розміщення підстанцій .....	28
2.5 Розрахунок втрат потужності в ГПП .....	33
2.6 Визначення оптимального перерізу зовнішньої лінії живлення .....	35
2.7 Визначення оптимальних перерізів КЛ-0,38 кВ .....	40
2.8 Визначення оптимальних координат розміщення ЦРП за критерієм мінімуму затрат в СЕП .....	47
3 ПІДВИЩЕННЯ ЯКОСТІ ЕЛЕКТРОПОСТАЧАННЯ НЕТЯГОВИХ СПОЖИВАЧІВ.....	52
3.1 Показники якості електропостачання .....	52
3.2 Методи і засоби симетрування навантажень вузлів електричних мереж .....	55
3.3 Симетрування напруги з використанням вольтодобавочного трансформатора .....	57

3.4 Симетрування напруги з використанням симетрувального трансформатора .....	59
4 ЕКОНОМІЧНА ЧАСТИНА .....	64
4.1 Розрахунок капіталовкладень в систему електропостачання.....	66
4.2 Розрахунок поточних витрат.....	68
4.2.1 Розрахунок потреби в робочій силі .....	68
4.2.2 Планування вартості матеріалів, що витрачаються.....	72
4.2.3 Визначення амортизаційних відрахувань і інших витрат.....	74
4.2.4 Розрахунок собівартості електроенергії .....	77
5 ОХОРОНА ПРАЦІ ТА БЕЗПЕКА В НАДЗВИЧАЙНИХ СИТУАЦІЯХ .....	79
5.1 Технічні рішення з безпечної експлуатації козлового крана.....	79
5.2 Технічні рішення з гігієни праці і виробничої санітарії .....	82
5.2.1 Мікроклімат .....	82
5.2.2 Склад повітря робочої зони.....	83
5.2.3 Виробниче освітлення .....	84
5.2.4 Виробничий шум.....	86
5.2.5 Виробнича вібрація .....	87
5.2.6 Психофізіологічні фактори .....	88
5.3 Безпека в надзвичайних ситуаціях .....	90
5.3.1 Дослідження безпеки роботи системи електропостачання нетягових споживачів відокремленого підрозділу «Жмеринська дистанція електропостачання» в умовах дії іонізуючих випромінювань.ь .....	91
5.3.2 Дослідження безпеки роботи системи електропостачання підрозділу Нетягових споживачів відокремленого підрозділу «Жмеринська дистанція електропостачання» в умовах дії електромагнітного імпульсу. ....	93
ВИСНОВКИ.....	95
СПИСОК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ.....	96
ДОДАТКИ.....	98

## АНОТАЦІЯ

Панасова Вікторія Володимирівна. Підвищення якості електропостачання нетягових споживачів відокремленого підрозділу «Жмеринська дистанція електропостачання» Державного територіально-галузевого об'єднання «Південно-Західна залізниця», місто Вінниця. МКР. Спеціальність 141 – Вінниця: ВНТУ, ФЕЕМ, кафедра ЕСЕЕМ, 2020 - 111 с.

В магістерській кваліфікаційній роботі розглянуто питання щодо підвищення якості електропостачання підприємства.

Магістерська кваліфікаційна робота розроблена на основі даних, отриманих під час проходження практики на підприємстві.

В роботі розглянуті питання по розрахунку електропостачання підприємства, що живиться по системі «два проводи-рейка», вибір потужності комплектних трансформаторних підстанцій.

В науково-дослідній частині роботи розроблено заходи з підвищення якості і надійності електропостачання підприємства.

Розраховано основні техніко-економічні показники СЕП підприємства.

Розглянуто питання охорони праці та безпеки в надзвичайних ситуаціях.

Ключові слова: електричні мережі, електропостачання, ДПР.

Рисунків - 25

Таблиць - 22

Бібліографій – 18

## АННОТАЦИЯ

Панасова Виктория Владимировна. Повышение качества электроснабжения нетяговых потребителей обособленного подразделения «Жмеринская дистанция электроснабжения» Государственного территориально-отраслевого объединения «Юго-Западная железная дорога»  
Специальность 141 - Винница: ВНТУ, ФЭЭМ, кафедра ЕСЕЕМ, 2020 - 111 с.

В магистерской квалификационной работе рассмотрены вопросы повышения качества электроснабжения предприятия.

Магистерская квалификационная работа разработана на основе данных, полученных во время прохождения практики на предприятии.

В работе рассмотрены вопросы по расчету электроснабжения предприятия, которое запитано по системе «два провода-рельс», выбор мощности комплектных трансформаторных подстанций.

В научно-исследовательской части работы разработаны мероприятия по повышению качества и надежности электроснабжения предприятия.

Рассчитаны основные технико-экономические показатели СЭП предприятия.

Рассмотрены вопросы охраны труда и безопасности в чрезвычайных ситуациях.

Ключевые слова: электрические сети, электроснабжение, ДПР.

Рисунков - 25

Таблиц - 22

Библиографов - 18

## ВСТУП

**Актуальність роботи.** Через впровадження приймачів електроенергії, чутливих до неякісної енергії, останнім часом науковці галузі електроенергетики приділяють значну увагу до її якості. До того ж підвищуються вимоги щодо неперервності технологічних процесів. Саме тому необхідно приділити увагу рівню якості електроенергії, котрий впливає на строк служби обладнання, надійність постачання, втрати електричної енергії тощо.

Раніше, підчас проектування електропостачання залізниць, передбачалась можливість приєднання до її ліній живлення об'єктів залізничної інфраструктури (залізничних станцій, пристроїв автоматики та управління, будівель персоналу та ін.), сторонніх (нетягових) споживачів тощо. З метою зменшення витрат лінії для живлення сторонніх споживачів розміщували на опорах контактної мережі. В мережах змінного струму функцію проводу для третьої фази для економії виконує рейка, саме тому така система електропостачання сторонніх споживачів отримала звучну назву «два проводи-рейка» або ДПР.

Тому, проведене дослідження дозволяє розширити знання у питанні якості електроенергії на залізниці та сприятиме у майбутньому створенню нових методів підвищення ефективності процесу енергообміну між залізничною електромережею та енергосистемою, зниження витрат на електричну енергію та економію матеріалоресурсів.

**Мета дослідження.** Підвищення якості процесу передачі електроенергії лініями спецпризначення.

**Об'єкт дослідження.** Процес передачі електроенергії лініями спецпризначення.

**Предмет дослідження.** Показники якості електроенергії.

**Наукова новизна одержаних результатів.** Обґрунтовано можливість використання вольтодобавочного трансформатора з пофазовим регулюванням, побудованого на базі промислового трансформатора ТМ-400



для зниження несиметрії напруги в вузлі приєднання нетягових споживачів.

**Практичне значення одержаних результатів.** Отримані результати піднімають рівень ефективності електропостачання по лініям спецпризначення та зменшують втрати в них. Результати можна використати при впровадженні нових розробок, націлених на підвищення якості електроенергії у системі електропостачання нетягових споживачів залізниці.

**Апробація результатів магістерської кваліфікаційної роботи.** Основні теоретичні положення й найвагоміші практичні результати виконаного дослідження було опубліковано в тезах доповіді [26].

## РОЗДІЛ 1 ВІДОМОСТІ ПРО ПІДПРИЄМСТВО ТА КОРОТКИЙ ОПИС ТЕХНОЛОГІЧНИХ ПРОЦЕСІВ

### 1.1 Опис роботи Жмеринської дистанції електропостачання

Жмеринська дистанція електропостачання створена з метою забезпечення надійної і безперебійної експлуатації електричного обладнання, пристроїв і допоміжних технічних засобів електрифікованих ліній та енергетичного господарства залізниці. Основними напрямками діяльності дистанції електропостачання є забезпечення надійного електропостачання на тягу поїздів засобів сигналізації, централізації, блокування тощо. Дистанція електропостачання створює належні умови для високопродуктивної праці, забезпечує додержання законодавства про працю, правил та норм ОП, соцстраху, прав працівників, гарантованих законодавством про ОП, роботу системи управління охороною праці, запровадження галузевих і міжгалузевих норм праці та системи матеріального стимулювання в залежності від місцевих умов, виконання норм трудового законодавства.

На долю Жмеринської дистанції електропостачання припадає біля 30% виробничих основних фондів галузевої служби електропостачання Південно-Західної залізниці. До складу дистанції електропостачання входить 8 районів контактної мережі, 5 районів електропостачання, 6 тягових підстанцій, дві ремонтно-ревізійні дільниці, ремонтно-механічні майстерні та енергодиспетчерська група, яка включає 3 круги обслуговування.

Розгорнута довжина контактної мережі становить 1099,9км, експлуатаційна довжина 373,7км. Тягове електропостачання забезпечує 5 стаціонарних тягових підстанцій і 1 пересувна тягова підстанція, 8 постів секціонування. Експлуатаційна довжина ліній автоблокування та поздовжнього електропостачання дорівнює 1808,8км.

Покращення роботи Жмеринської дистанції електропостачання досягається здійсненням заходів, спрямованих на забезпечення безпеки праці і виробничої санітарії, контролю за їх виконання та усвідомленням кожним

працівником дистанції виконання вимог нормативно-правових актів з охорони праці, що сприяє зниженню виробничого травматизму та професійних захворювань на виробництві.

З метою посилення контролю за виконанням працюючими вимог НПАОП в підрозділах дистанції, згідно «Положення про організацію оперативного контролю за станом охорони праці в підрозділах залізниці», затвердженого наказом начальника Південно-Західної залізниці від 13.07.2006р. №334-Н, а також з врахуванням технічної інформації Головного управління електрифікації та електропостачання від 27.10.2000р. №ЦЕІ-1-00 «Про організацію і проведення оперативного контролю за станом охорони праці та дотримання вимог правил безпечного виконання робіт в дистанції електропостачання» розроблено і введено в дію «Схему оперативного контролю за станом охорони праці в Жмеринській дистанції електропостачання».

1-а ступінь оперативного контролю здійснюється щоденно перед початком роботи та на протязі робочого дня керівниками робіт та членами профспілки дистанції.

2-а ступінь оперативного контролю здійснюється щотижнево комісійно під головуванням керівника структурного підрозділу. Крім того проводиться не менше 3-х раптових перевірок працюючих бригад на тиждень.

3-я ступінь оперативного контролю проводиться комісійно керівництвом дистанції за участю керівників підрозділів та представників профспілки в четвертий тиждень кожного місяця з розрахунку перевірки на протязі півріччя всіх підрозділів (в період проведення громадських оглядів стану охорони праці проводиться за програмою огляду стану охорони праці на другому етапі). Третя ступінь оперативного контролю здійснюється згідно графіку, затвердженого начальником дистанції. Крім того, проводяться раптові перевірки працюючих бригад та чергових змін: керівництвом дистанції та інженерно-технічними працівниками з розрахунку перевірки

всіх структурних підрозділів протягом місяця; інженерами сектору охорони праці щоденно.

У відповідності до «Положення про навчання працівників залізниці» на підприємстві розроблений «Порядок проведення вступного та первинного на робочому місці інструктажів, навчання з питань охорони праці, первинної перевірки знань, стажування, допуск до роботи при прийомі на роботу працівників Жмеринську дистанцію електропостачання та заповнення наказів форми П-1», затверджений наказом ЕЧ-3 від 08.06.2007р. №333. Усі працівники, які приймаються на постійну чи тимчасову роботу і при подальшій роботі, проходять навчання в дистанції в формі інструктажів з питань охорони праці, надання першої допомоги потерпілим від нещасних випадків, а також з правил поведінки та дій при виникненні аварійних ситуацій, пожеж і стихійних лих. З метою підвищення кваліфікації працівників з питань охорони праці і закріплення ними безпечних прийомів праці, підвищення персональної відповідальності керівників підрозділів за стан роботи по забезпеченню безпеки працюючих на робочих місцях та ліквідації причин виникнення виробничого травматизму в дистанції проводиться щомісяця в другу середу місяця з усіма працівниками «День охорони праці» по затвердженій тематиці за участю керівників та інженерно-технічних працівників дистанції, а також проводяться практичні заняття по безпечному виконанню робіт в електроустановках та протиаварійні тренування. Всі зауваження, які відмічаються при проведенні «Дня охорони праці», розглядаються безпосередньо в підрозділах та при підведенні підсумків по дистанції на селекторній нараді. В дистанції змонтовано 5 полігонів контактної мережі: ЕЧК-29 ст. Голендри, ЕЧК-30 ст. Вінниця, ЕЧК-31 ст. Жмеринка, ЕЧК-38 ст. Ярошенка, ЕЧК-39 ст. Юрківка та 2 полігони пристроїв електропостачання ЕЧС-19 ст. Старокостянтинів, ЕЧС-15 ст. Вінниця.

В Жмеринській дистанції електропостачання відповідно до СНіП 2.09.04-87 «Административные и бытовые здания», всі приміщення двадцяти

трьох відокремлених підрозділів обладнано санітарно-побутовими умовами, а саме: гардеробні, душові, умивальні, вбиральні, приміщення для сушки спецодягу, кімнати прийому їжі, кімнати відпочинку. У відповідності Державних будівельних норм та галузевих вказівок по проектуванню споруд та приміщень в кожному приміщенні дистанції забезпечується відповідний температурний режим та вологість повітря, освітленість. Побутові приміщення оснащені сучасними холодильниками, електроплитами, електрочайниками, мікрохвильовими печами, електроводонагрівачами. Робочі місця чергових по тяговим підстанціям та районам електропостачання обладнані кондиціонерами.

Пожежна безпека в підрозділах Жмеринської дистанції електропостачання забезпечується у відповідності до вимог Закону України «Про пожежну безпеку» та діючих нормативних документів з пожежної безпеки

Території підрозділів Жмеринської дистанції електропостачання постійно знаходяться в належному стані.

## 1.2 Структура Жмеринської дистанції електропостачання та взаємодія підрозділів

Жмеринська дистанція електропостачання створена з метою забезпечення надійної і економічної експлуатації всіх пристроїв електропостачання та допоміжних технічних засобів електрифікованих ділянок і енергетичного господарства в цілому по ДН-3. Основними напрямками діяльності дистанції є забезпечення якісного та безперебійного електропостачання:

- електрорухомого складу з встановленими ваговими нормами, швидкостями та інтервалами між ними при необхідних швидкостях руху;
- пристроїв СЦБ, зв'язку та обчислювальної техніки як споживачів електроенергії першої категорії;

- інших споживачів залізничного транспорту у відповідності з встановленими вимогами Державної адміністрації залізничного транспорту України.

Підрозділи дистанції електропостачання територіально розміщені на території Вінницької та Хмельницької областей.

До складу Жмеринської дистанції електропостачання входять:

-АУП ст. Жмеринка;

-райони контактної мережі: ст.Голендри ЕЧК-29, ст. Вінниця ЕЧК-30, ст. Жмеринка ЕЧК-31, ст. Ярошенка ЕЧК-38, ст. Юрківка ЕЧК-39, ст. Комарівці ЕЧК-42, ст. Гречани ЕЧК-43, ст. Війтівці ЕЧК-44;

-райони електропостачання: ст. Жмеринка-Пас. і Жмеринка-Под. ЕЧС-8 (включає в себе монтерські пункти ст.Копайгород і ст. Могилів-Под.), ст. ГречаниЕЧС-9, ст. Вінниця ЕЧС-15(включає в себе монтерські пункти ст. Калинівка і ст. Немирів), ст.СтарокостянтинівЕЧС-19, ст.Кам'янець-Подільський ЕЧС-20(включає в себе монтерський пункт ст. Ярмолинці);

-тягові підстанції: ст. Калинівка ЕЧЕ-24, ст. ТюшкиЕЧЕ-25, ст. Жмеринка-Под. ЕЧЕ-26, ст. Рахни ЕЧЕ-34, ст. Комарівці ЕЧЕ-35, ст.Гречани ЕЧЕ-36;

-ремонтно-ревізійні цехи: ст. Жмеринка-Под. ЕЧР-1, ст.Гречани ЕЧР-2;

-ремонтно-механічні майстерні: ст. Жмеринка-Под. ЕЧМ-1

За кожним підрозділом закріплені пристрої, що обслуговуються, автотранспорт, моторейковий транспорт, будинки, споруди, території. Працівники дистанції електропостачання згідно нормативів забезпечуються спецодягом, спецвзуттям, засобами індивідуального та колективного захисту, монтажним пристосуванням, інструментом, приладами, матеріалами для виконання робіт, санітарно-побутовими приміщеннями. Працівники дистанції забезпечуються проїзними документами для проїзду на залізничному транспорті до місця роботи, в кожному підрозділі складені маршрути проходження на роботу і з роботи, маршрути руху автотранспорту, моторейкового транспорту по території підрозділу.

Керівником дистанції електропостачання є начальник ЕЧ. Під його контролем безпосередньо знаходяться всі підрозділи дистанції, а також всі відділи ЕЧ. Начальник ЕЧ має чотирьох заступників, кожен з яких відповідає за роботу відповідних підрозділів. Головний інженер відповідає за організацію та виконання робіт з обслуговування пристроїв електропостачання.

В управлінні підприємства функціонують різні відділи. Відділ охорони праці відповідає за стан охорони праці у підрозділах, контролює виконання нормативних актів, інструкцій, наказів ДНАОП, керівництва служби електропостачання і залізниці, проводить перевірку знань з охорони праці, пожежної безпеки працівників дистанції. Технічний відділ займається забезпеченням технічними засобами, обладнанням, матеріалами підрозділів дистанції, необхідних для виконання ремонтних робіт та експлуатації пристроїв електропостачання, а також слідкує за їх раціональним використанням. Економічний відділ проводить економічні розрахунки діяльності ЕЧ, планує та контролює використання коштів у підрозділах. Відділ кадрів займається питаннями працівників дистанції (прийому на роботу, відпусток, соціального забезпечення і т.д.). Бухгалтерія проводить фінансові операції, які виникають в діяльності дистанції. Контроль за юридичною стороною діяльності ЕЧ проводить юрисконсул.

Оперативне керівництво роботою підрозділів дистанції здійснює енергодиспетчерська група ЕЧЦ. Диспетчери контролюють роботу пристроїв електропостачання, дають дозвіл на підготовку робочого місця та проведення робіт. При виникненні нештатної ситуації в роботі пристроїв електропостачання відповідає за своєчасне повідомлення відповідальних працівників та прийняття заходів по скорішому відновленню нормальної роботи цих пристроїв.

Нижче наведені структура та режими роботи тих підрозділів, котрі безпосередньо беруть участь в управлінні, обслуговуванні та ремонті ліній ДПР.

### 1.3 Робота району контактної мережі ЕЧК

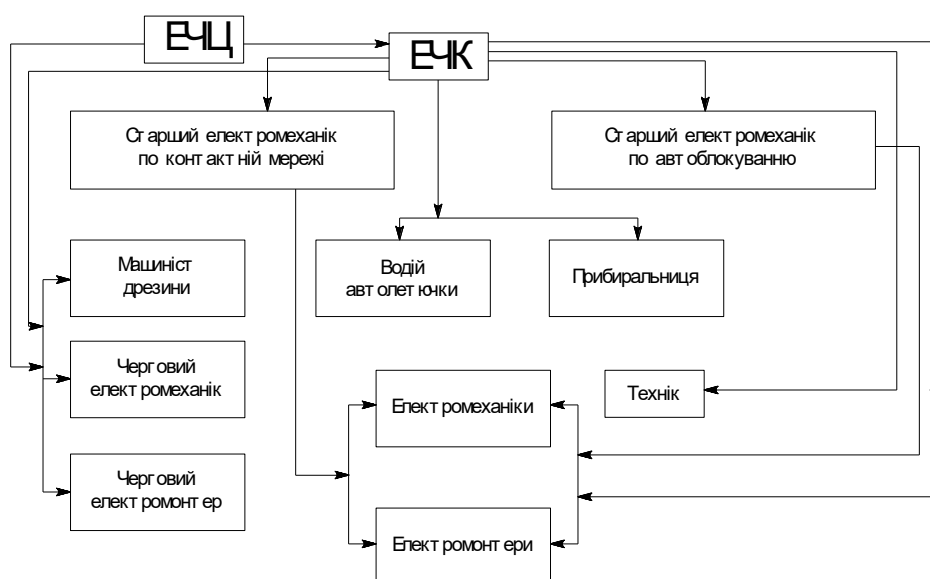


Рисунок 1.1 – Структурна схема району контактної мережі

Працівники ЕЧК здійснюють техобслуговування і ремонт контактної мережі, а також повітряних ліній повздожньої електропередачі, які знаходяться на опорах контактної мережі з польової сторони опори, та ліній 10 кВ які призначені для роботи пристроїв СЦБ прокладених на окремих опорах.

Адміністративно район контактної мережі підпорядковується начальнику Жмеринської дистанції електропостачання через одного з заступників, а з оперативної роботи черговому енергодиспетчеру.

Основні засоби з яких виконуються роботи це-робоча площадка автотриси, лейтер, приставні та навісні сходи різної довжини. Всі ці засоби повинні мати присвоєні номери та дату наступних випробувань які записані в журналі захисних засобів, який зберігається в начальника ЕЧК.

Основними засобами для монтажних робіт та для ремонтно-ревізійних робіт є стяжні муфти, струбці, само затяжні клеми, сходи, блоки, які мають відповідно присвоєний номер та дату наступних випробувань відповідним навантаженням, та занесені в книгу захисних засобів.



На ЕЧК постійно знаходиться черговий електрик, зазвичай це машиніст автомотриси, який ще з трьома машиністами працюють по 12 годин, вразі виникнення аварійної ситуації в нічний час машиніст який чергує викликає електриків та електриків, які живуть поблизу, по телефонам які знаходяться на ЕЧК.

#### 1.4 Робота енергодиспетчера ЕЧЦ

Енергодиспетчерська система призначена для цілодобового оперативного керування пристроями електропостачання залізниць України з метою:

- забезпечення надійного постачання електричною енергією електрорухомого складу (для руху поїздів з встановленими ваговими нормами, швидкостями, та інтервалами між поїздами при підтриманні потрібних розмірів руху), пристроїв сигналізації, централізації та блокування (далі - СЦБ), зв'язку та обчислювальної техніки, інших споживачів залізничного транспорту у відповідності з визначеною Укрзалізницею категорією;

- забезпечення керівництва відновлювальними роботами при порушеннях нормальної роботи пристроїв електропостачання, створення безпечних умов виконання робіт на пристроях електропостачання у відповідності з вимогами ПТЕ залізниць України, Правил безпеки при експлуатації контактної мережі електрифікованих залізниць та пристроїв електропостачання автоблокування, ПБЕЕС, Правил безпеки для працівників залізничного транспорту на електрифікованих лініях, Правил технічної експлуатації електроустановок споживачів.

ЕЧЦ під час чергування є одноособовим оперативним керівником з організації управління пристроями електропостачання залізниць. У оперативному підпорядкуванні енергодиспетчера знаходяться чергові райони контактної мережі, тягових підстанцій, районів електропостачання,

персонал, який обслуговує пристрої електропостачання і виконує в них будівельні, монтажні, ремонтні, профілактичні, випробувальні та налагоджувальні роботи, а також чергові водії і машиністи моторно-рейкового та автотранспорту.

Енергодиспетчер здійснює чергування на енергодиспетчерському пункті з застосуванням засобів зв'язку, оперативно-технічної документації.

В оперативному підпорядкуванні енергодиспетчера знаходяться: чергові районів контактної мережі, тягових підстанцій, районів електропостачання, персонал, який обслуговує пристрої електропостачання і виконує в них будівельні, монтажні, ремонтні, профілактичні, випробувальні та налагоджувальні роботи, а також моторно-рейковий і автотранспорт.

У оперативному супроводженні енергодиспетчера дистанції електропостачання знаходяться усі високовольтні та низьковольтні пристрої електропостачання, які призначені для забезпечення електричною енергією тяги поїздів, пристроїв СЦБ, зв'язку, обчислювальної техніки та інших нетягових споживачів залізничного транспорту, а також аварійно-відновлювальні транспортні засоби дистанції електропостачання.

Енергодиспетчер відноситься до оперативного персоналу дистанції електропостачання.

### 1.5 Робота тягових підстанцій ЕЧЕ

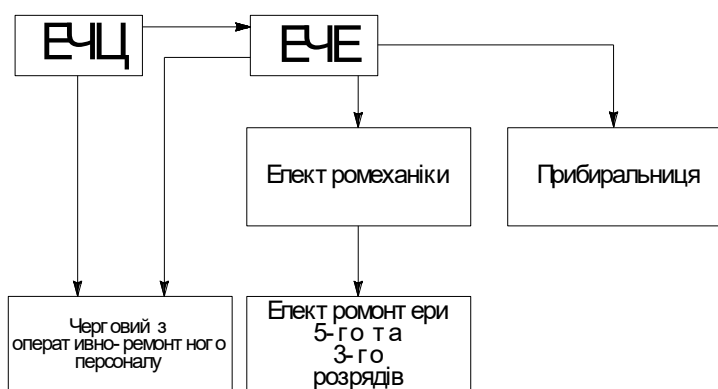


Рисунок 1.2 – Структурна схема тягової підстанції

Тягова підстанція в оперативній роботі підпорядковується ЕЧЦ, а адміністративно начальнику ЕЧЕ та головному інженеру.

До штату ТП входять: начальник, ст.електромеханік, електромеханіки по ремонту, чергові електромеханіки, електромонтери, а при хорошому начальнику ще й прибиральниця.

Обовязки персоналу ТП визначені «ПТЕЕ» та «Інструкцією з технічного обслуговування і ремонту обладнання тягових підстанцій, пунктів живлення і секціонування електрифікованих залізниць» та посадовими інструкціями. Начальник та старший електромеханік також контролюють виконання робіт іншими підрозділами на території підстанції: РРД, БМЕУ, ЕЧС тощо.

Старший електромеханік може виконувати роботу чергового та електромеханка по ремонту. На ЕЧ-3 страші електромеханки також виконують роботу начальників підстанції, адже як правило на дві підстанції припадає один начальник. Котрий не може бути фізично присутнім на двох підпорядкованих об'єктах.

Черговий мусить ідеально знати схеми усіх приєднань, порядок перемикання та допуску, роботу релейоного захисту та його схеми і уставки тощо. Також він бере участь у ремонті та техобслуговуванні разом з ремонтним персоналом, готує робоче місце.

Тягові підстанції та їхні приміщення, в яких проводиться виконання робіт, мають бути укомплектовані протипожежним обладнанням.

## 1.6 Характеристики трансформаторної підстанції, що живиться по системі «два проводи-рельс»

Таблиця 1.1 – Основні електротехнічні характеристики

Найменування параметру	Значення
Тип трансформатора	ТМЖ
Номінальна потужність трансформатора, кВА	25/40/63/100/250/400/630
Схема і група з'єднання обмоток	Y/Y-0
Номінальна напруга на стороні ВН, кВ	27,5

Максимальна напруга на стороні ВН, кВ	30
Номинальна напруга на стороні НН, кВ	0,4
Струм електродинамічної стійкості на стороні ВН, кА	12
Струм термічної стійкості за 1 сек.на стороні ВН, кА	5
Рівень ізоляції по ГОСТ 1516.1 з масляним трансформатором	Нормальна ізоляція

Конструкція. КТП-ДПР 27,5/0,4 кВ складається з наступних частин:

- розбірний металевий каркас;
- пристрій високої напруги (ПВН);
- силовий трансформатор;
- розподільчий пристрій низької напруги (РПНН).

Розбірний металевий каркас являє собою просторову металеву конструкцію, яка складається із зварного каркасу, стійок та зв'язок. Стійки при транспортуванні складаються, зменшуючи висоту конструкції. На зварному каркасі передбачена площадка для обслуговування силового трансформатора. Підйом на неї здійснюється за допомогою драбини. На зварному каркасі також встановлюються ПВН та РПНН. КТП-ДПР 27,5/0,4 кВ виготовляються згідно вимог ТУ 3412-004-7294281-2015. Кліматичне виконання та категорія розміщення – У1, УХЛ1.

Спосіб встановлення. Підстанція може бути підключена через відпайку від ПЛ по тупіковій схемі через двополюсний роз'єднувач РДЗ з заземлюючими ножами або глухою відпайкою від ПЛ при груповому живленні від головного роз'єднувача.

Спосіб виконання. Високовольтний ввідтільки повітряний, а виводи РПНН мають два варіанта виконання: повітряні або кабельні.

## РОЗДІЛ 2 ВИЗНАЧЕННЯ ОПТИМАЛЬНИХ ПАРАМЕТРІВ СИСТЕМИ ЕЛЕКТРОПОСТАЧАННЯ НЕТЯГОВОГО СПОЖИВАЧА ЧЕРЕЗ ДПР

### 2.1 Живлення нетягових споживачів за допомогою ДПР

Лінія ДПР або «два проводи – рельс» - це трифазна лінія нетягового електропостачання напругою 27,5 кВ, що призначена для живлення залізничних і районних споживачів, розташованих вздовж залізниці, електрифікованих однофазним змінним струмом. До споживачів, котрі отримують живлення через ДПР, відносять ремонтні пункти, грузові двори, склади, освітлювальні мережі тощо. Сталемідні проводи двох фаз підвішені з польової сторони на опорах контактної мережі, а в якості проводу третьої фази використовують рельси, звідси і назва лінії. Оскільки для живлення нетягових споживачів використовується нижча напруга, в місцях підводу таких споживачів встановлюють комплектні трансформаторні підстанції (КТП) з однофазними або трьохфазними трансформаторами 27,5/0,4 кВ, потужністю зазвичай по 400 кВА (рисунок 2.1).

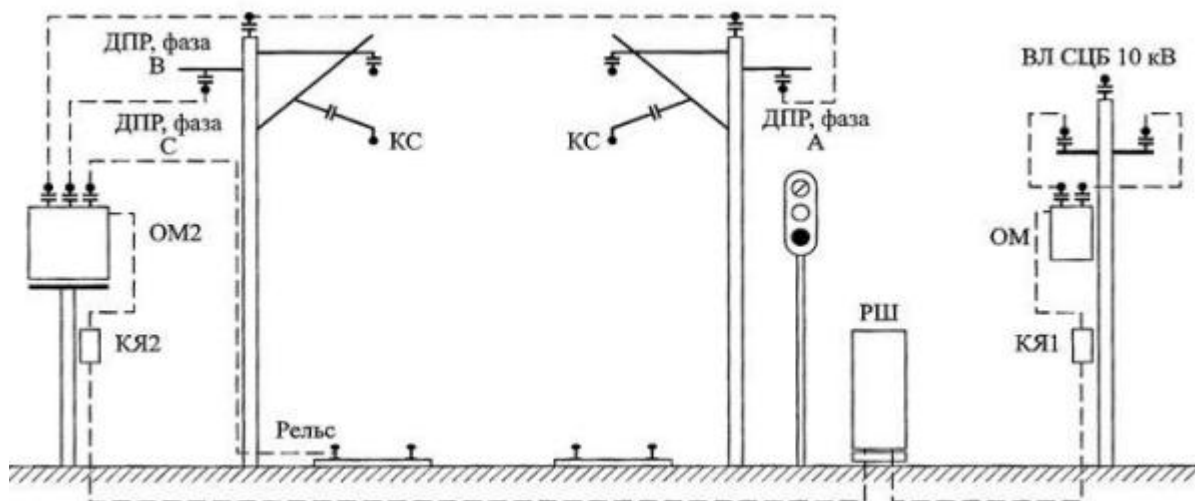


Рисунок 2.1 – Схема лінії ДПР

Лінія ДПР може отримувати живлення як від однієї тягової підстанції (ТП), так і від двох суміжних, якщо вони однотипні по схемі приєднання для

мережі зовнішнього електропостачання. При аварійних відключеннях в системі тягового електропостачання передбачене автоматичне перемикання живлення лінії ДПР від працюючої суміжної ТП. Саме від двох підстанцій живляться усі лінії ДПР на Жмеринській дистанції електропостачання, що дозволяє здійснювати безперебійне живлення споживачів, адже більшість із них належить до I групи по надійності електропостачання.

2.2 Відомості про електричні навантаження підприємства, що живиться за допомогою лінії ДПР.

При розробці електропостачання підприємства з'являється цілий комплекс питань: технічних, економічних, експлуатаційних тощо. Вихідні дані для вирішення цього питання – це електричні навантаження підприємства. За допомогою цих даних виконується вибір та перевірка струмоведучих частин та трансформаторів, за умов відповідності термічним та економічним показникам; вибір повітряних та кабельних ліній тощо. Це є найпершим етапом розроблення всіх систем електропостачання.

Для розрахунку обрано споживач змінного струму ПП «Корунд», що живиться через лінію ДПР-Рахни від тягової підстанції ЕЧЕ-26 «Подільська–тяга».

На рисунку 2.2 представлено генеральний план ПП «Корунд», а в таблиці 2.1 – відомості про електричні навантаження підприємства.

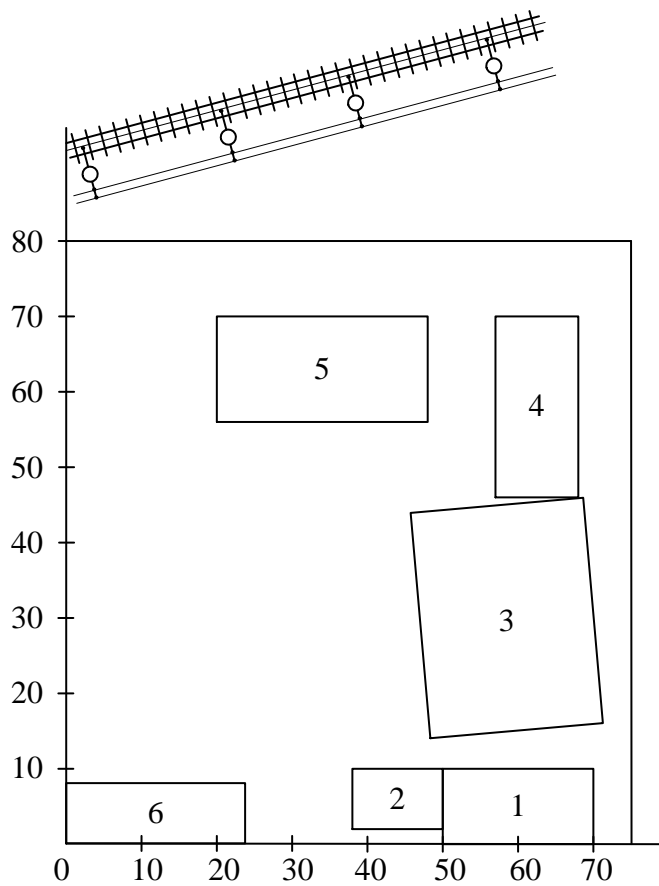


Рисунок 2.2 – Генплан підприємства

Таблиця 2.1 – Відомості про електричні навантаження підприємства

№ на плані	Назва цеху	$P_n$ , кВт
1	Адміністративна будівля	3
2	Ремонтно-механічний цех	15
3	Токарно-слюсарний цех	60
4	Фрезерувальний цех	65
5	Термічний та зварювальний цех	120
6	Склад	2

### 2.3 Розрахунок електричних навантажень цехової мережі

Максимальну здатність споживання електричної енергії приймачами характеризує номінальна потужність споживачів, що працюють на

підприємстві ПП «Корунд», вона являється достатньою величиною для розрахунку електричних навантажень.

Однак вибір живлячої лінії та понижувального трансформатора не залежить від проектування підприємства. Лінія ДПР проходить по всій довжині електрифікованої ділянки і тип проводу та переріз був заздалегіть продуманий при проектуванні залізниці, а саме був обраний ПБСМ-70 тому, якщо даний провід не відповідає термічним умовам вибору живлячої лінії підприємства, воно просто-напросто не може бути підключене до залізниці через ДПР. Іншими варіантами підключення для такого підприємства буде підключення до районної електромережі або придбання та встановлення окремого фідера 10кВ на тяговій підстанції залізниці. Для такого маленького підприємства, як ПП «Корунд» останні два способи є край економічно не вигідними, тому за допомогою розрахунків, які будуть проведені нижче, перевіримо, чи відповідає даний провід вимогам підприємства. Також перевіримо, чи достатньо буде потужності трансформатора 400кВА, який є стандартним для споживачів, заживлених від ДПР.

Для розрахунку потужності цехів вихідними даними є: номінальна потужність ( $P_i$ ); коефіцієнт потужності ( $\cos\phi_i$ ); коефіцієнт попиту ( $K_{\pi_i}$ ); коефіцієнт використання ( $K_{в_i}$ ); площа і-того цеху ( $S_i$ ); коефіцієнт попиту освітлювального навантаження ( $K_{со_i}$ ); питома густина освітлювального навантаження ( $P_{пит_i}$ ); коефіцієнт потужності освітлення ( $tg\phi_0$ ); коефіцієнт збільшення навантаження за рахунок втрат в пускорегулювальній апаратурі освітлення ( $K_{пра_i}$ ).

Вихідні дані вводимо в таблицю Рисунок 2.3 і на основі наведених нижче розрахункових формул визначимо середні і розрахункові навантаження цехів та підприємства в цілому.

Активна потужність електроосвітлення 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[13];

$F_i$  - площа і-того цеху, м<sup>2</sup>;

$P_{numi}$  - питома густина освітлювального навантаження і-того цеху, кВт/м<sup>2</sup>;

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

$tg_o$  - коефіцієнт реактивної потужності освітлювальної мережі[13].

Середнє активне навантаження і-того цеху:

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

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

$K_{vi}$  - 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:

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

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

Повне середнє навантаження і-того цеху:

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

Активне розрахункове навантаження і-того цеху:

$$P_{pi} = K_{ni} \cdot P_{номі} + P_{poi}, \quad (2.6)$$

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

Реактивне розрахункове навантаження і-того цеху:

$$Q_{pi} = K_{ni} \cdot P_{номі} \cdot \operatorname{tg} \varphi_i + Q_{poi}. \quad (2.7)$$

Повне розрахункове навантаження і-того цеху:

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

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:

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

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

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

$$Q_{p\Sigma} = \left( \sum_{i=1}^N P_{номi} \cdot k_{\text{III}} \cdot \text{tg} \varphi_i \right) \cdot K_o + Q_{po\Sigma} ; \quad (2.13)$$

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 для даного випадку становить 0,95)..

$N$  - 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:

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

Розрахунки за наведеними вище формулами здійснимо за допомогою програмного комплексу Microsoft Excel та запишемо їх в табличну форму під назвою «Навантаження», які наведені на рисунку 2.3.

	A	B	C	D	E	F	G	H	I	J	K	L
1	Дані сили							Світло				
2	№	Цех	P <sub>n</sub> , кВт	cos	tg	K <sub>p</sub>	K <sub>в</sub>	Площа, м <sup>2</sup>	K <sub>по</sub>	P <sub>пл</sub> , кВт/м <sup>2</sup>	K <sub>пра</sub>	t <sub>го</sub>
3	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
4	1	Адміністративна будівля	3,00	0,80	0,75	0,40	0,30	200,00	0,60	0,014	1,35	0,48
5	2	Ремонтно-механічний цех	15,00	0,85	0,62	0,60	0,50	96,00	0,85	0,015	1,35	0,48
6	3	Токарно-слюсарний цех	60,00	0,80	0,75	0,70	0,60	690,00	0,80	0,012	1,35	0,48
7	4	Фрезерувальний цех	65,00	0,85	0,62	0,70	0,60	264,00	0,95	0,010	1,35	0,48
8	5	Термічний та зварювальний цех	120,00	0,76	0,86	0,80	0,65	392,00	0,95	0,014	1,35	0,48
9	6	Склад	2,00	0,76	0,86	0,50	0,40	192,00	0,95	0,014	1,35	0,48
10	Всього по нарузі 0,38 кВ		265,00					1834,00				

M	N	O	P	Q	R	S	T	U	V
Осв. нав-ня		Середні нав-ня			Розрах. нав-ня			K <sub>о</sub> = 1	
P <sub>ро</sub> , кВт	Q <sub>ро</sub> , квар	P <sub>с</sub> , кВт	Q <sub>с</sub> , квар	S <sub>с</sub> , кВА	P <sub>р</sub> , кВт	Q <sub>р</sub> , квар	S <sub>р</sub> , кВА	I <sub>р</sub> , А	p <sup>0</sup> , кВА/м <sup>2</sup>
14	13	15	16	17	18	19	20	21	22
2,27	1,09	3,17	1,76	3,63	3,47	1,99	4,00	6,07	0,02
1,65	0,79	9,15	5,44	10,65	10,65	6,37	12,41	18,86	0,13
8,94	4,29	44,94	31,29	54,76	50,94	35,79	62,26	94,59	0,09
3,39	1,63	42,39	25,80	49,62	48,89	29,82	57,26	87,00	0,22
7,04	3,38	85,04	70,08	110,19	103,04	85,47	133,88	203,40	0,34
3,45	1,65	4,25	2,34	4,85	4,45	2,51	5,11	7,76	0,03
26,73	12,83	188,93	136,71	233,21	221,43	161,96	274,34		

Рисунок 2.3 – Розрахунок навантаження підприємства

Результати розрахунку показано на рисунку 2.3, вони знаходяться у комірках O4:O9 - P<sub>сі</sub>, P4:P9 - Q<sub>сі</sub>, Q4:Q9 - S<sub>сі</sub>, R4:R9 - P<sub>рі</sub>, S4:S9 - Q<sub>рі</sub>, T4:T9 - S<sub>рі</sub>. V4:V9 - p<sub>оі</sub>. В даних розрахунках середня потужність підприємства складає S<sub>сум</sub>= 233,21 кВА, а повна розрахункова потужність з урахуванням коефіцієнта одночасності максимумів навантаження складає S<sub>рsum</sub>=274,34 кВА.

#### 2.4 Вибір і розміщення підстанцій

Під час вибору трансформаторів ТП необхідно дотримуватись таких вимог:

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

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

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

Так як дане підприємство має другу категорію надійності, перерва в електропостачанні допускається на час переключення резервного живлення, при наявності централізованого трансформаторного резерву і можливості заміни пошкодженого трансформатора за час не більше однієї доби, допускається живлення електроприймачів від одного трансформатора. Згідно розрахунків які наведені вище густина навантаження деяких цехів перевищує 0,2 кВА/м<sup>2</sup>, при таких значеннях доцільно встановлювати трансформатори 1600-2500 кВА, але на даному підприємстві цехи знаходяться на невеликій відстані і живлення відбувається від однієї однострансформаторної ТП, густина навантаження по підприємству становить 0,14 кВА/м<sup>2</sup>, тому трансформатор такої великої потужності можна не встановлювати.

Розміщення цехів між ЦТП, а також навантаження на ЦТП наведені на рисунку 2.2.

	A	B	C	D	E	F	G	H	I
1			<b>Розподіл навантаження цехових ТП</b>						
2									
3	№ ТП	№ цеху	Назва цеху	Розрахунок активна потужність P <sub>p</sub> , кВт	Розрахунок реактивна потужність Q <sub>p</sub> , кВАр	Повна розрахунок потужність S <sub>p</sub> , кВА	Середня активна потужність P <sub>c</sub> , кВт	Середня реактивна потужність Q <sub>c</sub> , кВАр	Повна середня потужність S <sub>c</sub> , кВА
4	ТП1	1	Адміністративна будівля	3,47	1,99	4,00	3,17	1,76	3,63
5	ТП2	2	Ремонтно-механічний цех	10,65	6,37	12,41	9,15	5,44	10,65
6	ТП3	3	Токарно-слюсарний цех	50,94	35,79	62,26	44,94	31,29	54,76
7	ТП4	4	Фрезерувальний цех	48,89	29,82	57,26	42,39	25,80	49,62
8	ТП5	5	Термічний та зварювальний цех	103,04	85,47	133,88	85,04	70,08	110,19
9	ТП6	6	Склад	4,45	2,51	5,11	4,25	2,34	4,85
10			Всього по ГПП	221,43	161,96	274,34	188,93	136,71	233,21

Рисунок 2.2 – Розподіл навантаження цехових ТП

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

В комірках виконано автоматизований вибір даних із бази даних із використанням функції ВПР. Кожному номеру цеху дана функція знаходила його всі необхідні потужності. В останніх рядках функція СУММ додавала всі потужності в стовпчику.

Останнє значення буде розраховано із використанням таких даних:

а) за таблицею G.1 ГОСТ 14209-97[5] шукається річна еквівалентна температура для заданого регіону де розміщене підприємство.

б) з таблиці 6 ГОСТ 14209-97 шукається коефіцієнт навантаження в нормальному режимі:  $k_n=1$ .

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

$$Z(S_T) = B_{ТП}(S_T) + B_B(S_T) \rightarrow \min_{S_T \in S_{CT}}, \quad (2.17)$$

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

$$B_{ТП}(S_T) = (E_e + E_a)K_{ТП}(S_T, K_T), \quad (2.18)$$

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:

$$B_B(S_T) = (\Delta P_{xx}(S_T) + \Delta P_{кз}(S_T) \cdot K_3^2) \cdot k_T \cdot t \cdot \tau, \quad (2.19)$$

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;

$\tau$  - число годин максимальних втрат.

Коефіцієнт завантаження трансформатора розраховується наступним чином:

$$K_3 = \frac{S_{ТП}}{S_{ТП} \cdot k_T}. \quad (2.20)$$

Змінні втрати активної потужності в трансформаторах:

$$\Delta P_{зм} = \Delta P_{кз} \left( \frac{S_p^2}{S_T^2 \cdot k_T} \right), \quad (2.21)$$

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

$S_T$  - потужність трансформатора ТП;

$k_T$  - кількість трансформаторів.

Сталі втрати активної потужності розраховуються за формулою:

$$\Delta P_{nc} = \Delta P_{xx} \cdot k_T. \quad (2.22)$$

Сумарні втрати активної енергії будуть визначатись так[5]:

$$\Delta P = \Delta P_{nc} + \Delta P_{зм}. \quad (2.23)$$

При розв'язанні задачі необхідно враховувати такі обмеження:

$$S_T \cdot k_T \cdot k_H \geq S_{ТПсм}, \quad (2.24)$$

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

$$k_T \geq 1 \Rightarrow k_{на} \cdot S_T \geq k_{нна} \cdot S_{ТП}, \quad (2.25)$$

де  $k_{на}$  - максимально допустимий коефіцієнт навантаження трансформатора в післяаварійному режимі ( $k_{на}=1,3$ ). Значення даного коефіцієнта взято з ГОСТ 14209-97 (таблиця Н.1) [5];

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

Для автоматизованого вибору оптимальної потужності ГПП за мінімумом затрат складається електронна таблиця Excel (Рисунок 2.3). Коефіцієнт  $k_{нна}$  буде дорівнювати 0,85, тому що при аварійній ситуації можна відключити до 15% навантаження цехів, які живляться від ГПП.



	A	B	C	D	E	F	G	H	I	J	K	L	M	N	O	
1	<b>Вибір оптимальної потужності ГПП за мінімумом затрат</b>															
2	<b>Дані нормального режиму</b>															
3	Розрахункова потужність ТП, кВА										Sp=	274,34				
4	Середня потужність ТП, кВА										Sc=	233,21				
5	Кількість трансформаторів										kt=	1				
6	Допустимий коефіцієнт навантаження в нормальному режимі										kn=	1				
7	<b>Дані післяаварійного режиму</b>															
8	Допустимий коефіцієнт навантаження післяаварійному режимі										kпа=	1,3				
9	Доля навантаження в п. а. режимі										knпа=	0,85				
10	<b>Економічні характеристики</b>															
11	Питома вартість втрат, грн/кВт										Во=	3291,41				
12	Коефіцієнт ефективності капіталовкладень										Ee=	0,1				
13	Коефіцієнт віпрахувань на амортизацію										Ea=	0,036				
14																
15	*	St, кВА	dPкз, кВт	dPхх, кВт	Ктц, тис. грн.	E*К, тис. грн.	dPзм, кВт	dPнс, кВт	dP, кВт	Вв, тис. грн.	З, тис. грн.	*	X	обмеж. 1	обмеж. 2	
16		100	1,8	0,45	48,23	6,56	13,55	0,45	14,00	46,07156	---	---	---	---	---	
17		250	3,55	0,82	57,31	7,79	4,27	0,82	5,09	16,76971	24,56387		+	+	+	
18	V	400	6,6	1	69,69	9,48	3,10	1	4,10	13,51005	22,98789	V	+	+	+	
19		1000	11,6	2	99,82	13,58	0,87	2	2,87	9,456427	23,03195		+	+	+	
20		1600	16,5	2,75	113,09	15,38	0,49	2,75	3,24	10,64804	26,02828		+	+	+	
21		2500	23,5	3,9	137,57	18,71	0,28	3,9	4,18	13,76795	32,47747		+	+	+	
22										Змін=	22,98789					
23									Опт. Пот. Трансформатора	St*=	400					

Рисунок 2.3- Вибір потужності ГПП

З розрахунків видно, що оптимальна потужність трансформатора ГПП дорівнює 400 кВА. При цьому приведені затрати для установлення однострансформаторної ГПП буде дорівнювати 22,99 тис.грн.

Згідно даних розрахунків, ми бачимо, що стандартна для залізниці КТП – 400 кВА повністю відповідає умовам проектування електроживлення підприємства. Тому в якості ГПП ми встановлюємо КТП – ДПР – 400/27,5/0,4 – 15 – У1 – В/К.

## 2.5 Розрахунок втрат потужності в ГПП

Перед вибором зовнішньої лінії живлення потрібно здійснити розрахунок втрат потужності в трансформаторі ГПП.

Розрахунок втрати потужності в ГПП здійснюється за формулами втрат активної і реактивної потужності.

Втрати активної потужності в ГПП розраховуються за формулою:

$$\Delta P_{TP} = n \cdot \Delta P_{xx} + \frac{1}{n} \cdot \Delta P_{кз} \cdot \left( \frac{S_p}{S_{ном.тр}} \right)^2, \quad (2.26)$$

де  $\Delta P_{TP}$  - втрати активної потужності ТП, кВт;

$n$  - кількість трансформаторів в ТП;

$\Delta P_{xx}$  - втрати холостого ходу трансформатора, кВт;

$\Delta P_{кз}$  - втрати к.з. трансформатора, кВт;

$S_p$  - повне розрахункове навантаження на ГПП, кВА;

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

Втрати реактивної потужності в цехових ТП розраховуються за формулою:

$$\Delta Q_{TP} = n \cdot \frac{I_{xx}}{100} \cdot S_{ном.тр} + \frac{1}{n} \cdot \frac{U_{кз}}{100} \cdot \frac{S_p^2}{S_{ном.тр}}, \quad (2.27)$$

де  $\Delta Q_{TP}$  - втрати реактивної потужності ТП, кВАр;

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

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

Розрахунок втрат потужності в ГПП наведений на рисунку 2.4.

	A	B	C	D	E	F	G	H	I	J	K	L	M	N	O
1	<b>Розрахунок втрат потужності в ГПП</b>														
2															
3	№ ТП	S <sub>ном.тр</sub> , кВА	кТ	dP <sub>xx</sub> , кВт	dP <sub>кз</sub> , кВт	I <sub>xx</sub> , %	U <sub>кз</sub> , %	P <sub>p</sub> , кВт	Q <sub>p</sub> , кВАр	S <sub>p</sub> , кВА	dP <sub>тр</sub> , кВт	dQ <sub>тр</sub> , кВАр	dS <sub>тр</sub> , кВА	P, кВт	Q, кВАр
4	1	400	1	1	6,6	1,3	6,5	221,43	161,96	274,34	4,10	17,43	17,91	225,54	179,39
5	Всього:							221,43	161,96		4,10	17,43	17,91	225,54	179,39

Рисунок 2.4 – Розрахунок втрат потужності в ГПП

## 2.6 Визначення оптимального перерізу зовнішньої лінії живлення

Приватне підприємство «Корунд» розташоване на відстані 2 км від тягової підстанції. Для заживлення ГПП необхідно вибрати оптимальний переріз ховнішньої лінії живлення, що живитиме підприємство.

За допомогою Excel створюється таблиця, в якій розраховується 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 обрано мінімум річних приведених затрат.

Складемо математичну модель вибору оптимальних перерізів ПЛ 27,5 кВ.

Керована змінна: переріз ПЛ ( $\text{мм}^2$ ).

Множина доступних рішень: множина всіх стандартних перерізів ПЛ 27,5 кВ.

ПЕР – річні приведені затрати.

$$\left\{ \begin{array}{l} Z(F) = \left[ (E_e + E_a) \cdot K_0(F) + 3 \cdot I_l^2 \cdot r_0(F) \cdot t \cdot \tau \right] \cdot L \cdot k_l \rightarrow \min_{F \in X} \\ k_{\text{дон}} \cdot I_{\text{дон}}(F) \geq I_l \\ k_{\text{на}} \cdot I_{\text{дон}}(F) \geq I_l \cdot k_l \cdot k_{\text{на}} \\ \Delta U_n(F) \leq \Delta U_{\text{дон}} \\ \Delta U_{\text{на}}(F) \leq \Delta U_{\text{дон}} \\ F \geq F_{\text{кз}} \\ F \in X \end{array} \right. \quad (2.28)$$

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;

$\Delta U_{\text{доп}}$  – допустимі втрати напруги ([8] А.4.7);

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

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

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

$C$  – тепловий коефіцієнт  $\frac{A \cdot \sqrt{c}}{\text{мм}^2}$  ([7], для мідних проводів 35кВ = 142).

Для вибору оптимального перерізу ПЛ повинні виконуватися такі умови:

Обмеження для керованої змінної:

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

$$k_{\text{доп}} \cdot I_{\text{доп}}(x) \geq I_p = \frac{S_p}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}} \cdot k_{\text{л}}}, \quad (2.29)$$

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

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

$S_p$  - повна потужність навантаження, кВА;

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

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

$$k_{\text{доп}} = k_{\text{сер}} \cdot k_{\text{зр}} \cdot k_{\text{нр}}, \quad (2.30)$$

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

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

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

$$k_{дон} = 1 \cdot 1 = 1.$$

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

$$k_{на} \cdot k_{дон} \cdot I_{дон}(x) \geq k_{л} \cdot I_{л} \cdot k_{н.на}, \quad (2.31)$$

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

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

3) Переріз ПЛ за умовою втрат напруги в нормальному режимі вибирається згідно такого виразу[9]:

$$\Delta U_{дон} \geq \Delta U_{л}(F) = \frac{P_p \cdot r_0(F) + Q_p \cdot x_0(F)}{k_{л} \cdot U_{ном}^2 \cdot 1000} \cdot L \cdot 100\% \quad (2.32)$$

де  $\Delta U_{дон}$  - 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:

$$\Delta U_{na.дон} \geq \Delta U_{na.л}(F), \quad (2.33)$$

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

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

5) Відповідно до [6] потрібно провести перевірку на термічну стійкість лінії до дії струмів короткого замикання:

$$F \geq F_{кз}, \quad (2.34)$$

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

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

$$F_{кз} = \frac{I_{кз} \cdot \sqrt{t_n}}{C}, \quad (2.35)$$

де  $I_{кз}$  - струм короткого замикання на стороні 27,5 кВ, А;

$t_n$  - приведений час к. з., с;

$C$  - термічний коефіцієнт,  $A \cdot c^{0,5}/mm^2$ . Згідно ГОСТ 30323-95 Таблиці 9 для мідного провoda при допустимій температурі нагріву проводів при КЗ  $200^{\circ}C$   $C=142 A \cdot c^{0,5}/mm^2$ .

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  $k_{зр}=1$  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  $k_{ПА} = 1,1$  згідно ПУЕ (Таблиця 1.3.32).

Таблична форма для автоматизованого вибору оптимального перерізу ПЛ від підстанції до ГПП представлена на рисунку 2.5.

	A	B	C	D	E	F	G	H	I	J	K	L	M							
1	<b>Вибір оптимального перерізу зовнішньої ПЛ</b>																			
2																				
3	Економічні характеристики								Поправочні коефіцієнти											
4	Питома вартість втрат, грн/кВт							В <sub>о</sub> = 3291,411		Коефіцієнт середовища		1								
5	Коефіцієнт ефективності капіталовкладень							Е <sub>е</sub> = 0,1		Коефіцієнт прокладки		1								
6	Коефіцієнт вірахувань на амортизацію							Е <sub>а</sub> = 0,03				кдоп= 1								
7	Нормальний режим																			
8	Максимально доп. коефіцієнт навантаження в н.режимі							Кдоп= 1												
9	Напруга, кВ							U= 27,5												
10	Довжина ПЛ, км							l= 2												
11	Активна розрахункова потужність, кВт							P= 225,54												
12	Реактивна потужність, квар							Q= 179,39												
13	Розрахунковий струм окремого кабелю, А							Iл= 4,74												
14	Кількість ПЛ							k= 1												
15	Мінімально допуст. переріз ПЛ за умовою механ. міцності							Fмех= 70												
16	Допустима втрата напруги в ПЛ, %							ΔUдоп = 5												
17	Аварійний режим																			
18	Струм КЗ на початку лінії, кА							Iкз = 1,22												
19	Приведений час КЗ, с							тп = 1,8												
20	Тепловий коефіцієнт С, (А*с <sup>1/2</sup> )/мм <sup>2</sup>							C = 90												
21	Мінімальний переріз лінії за умовою КЗ, мм <sup>2</sup>							Fкз = 18,21												
22	Після аварійний режим																			
23	Максимально допустимий коефіцієнт навантаженн							Кпа = 1,1												
24	Доля навантаження в післяаварійному режимі							Кпа = 0,85												
25	Допустима втрата напруги в ПЛ, %							ΔUпадоп = 5												
46	F, мм <sup>2</sup>	R <sub>о</sub> , Ом/км	X <sub>о</sub> , Ом/км	Iдоп, А	dUн, %	dUпа, %	К <sub>о</sub> , тис.грн/км	dP, кВт	К	E*К, т.грн	Вн, т.грн	З, т. грн	Доп	Кдоп*Iдоп >= Iл	Кпа*Kдоп *Iдоп >= Кпа*Iл* Кл	ΔUн <= ΔUдоп	ΔUпа <= ΔUпадоп	F>=Fмех	F >= Fкз	*
47	25	1,686	0,453	229	0,122	0,104	91,346	0,227611	182,692	23,750	0,749	-	недоп	+	+	+	+	-	+	
48	35	1,302	0,429	267	0,098	0,083	93,004	0,175771	186,008	24,181	0,579	-	недоп	+	+	+	+	-	+	
49	50	0,900	0,419	305	0,074	0,063	95,94	0,121501	191,88	24,944	0,400	-	недоп	+	+	+	+	-	+	
50	70	0,622	0,408	350	0,056	0,048	101,778	0,083971	203,556	26,462	0,276	26,739	доп	+	+	+	+	+	+	V
51	95	0,480	0,401	410	0,048	0,040	105,005	0,0648	210,01	27,301	0,213	27,515	доп	+	+	+	+	+	+	
52	120	0,382	0,394	440	0,041	0,035	118,29	0,05157	236,58	30,755	0,170	30,925	доп	+	+	+	+	+	+	
53	мін загрози											26,739								
54	Опт. Переріз ПЛ											70								
55												Ropt= 0,622								
56												Xopt= 0,407983								

Рисунок 2.5 - Таблична форма для автоматизованого вибору ПЛ від підстанції до ГПП

Проектне рішення: для зовнішньої лінії живлення, на основі виконаного розрахунку, в табличній формі слід вибрати повітряну лінію марки ПБСМ перерізом  $70 \text{ мм}^2$ , при цьому мінімальне значення приведених затрат становить 26,74 тис. грн.

Тобто з вищенаведеного розрахунку можна підтвердити правильність вибору повітряної лінії залізницею.

## 2.7 Визначення оптимальних перерізів КЛ-0,38 кВ

Коефіцієнт прокладки  $k_{np}=0,9$  (ПУЕ Таблиця 1.3.28).

Коефіцієнт, що враховує особливості прокладки та ґрунту  $k_{gp}=1$  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  $k_{ПА}=1,2$  згідно ПУЕ Таблиця 1.3.32.

Таблична форма для автоматизованого вибору оптимального перерізу КЛ-0,38 кВ від ГПП до цеху №1 представлена на рисунку 2.6.



1	<b>Вибір оптимального перерізу КЛ-0,38 кВ за мінімумом приведених затрат</b>		
2	<b>від ГПП до цеху 1</b>		
3	Економічні характеристики		
4	Питома вартість втрат, грн/кВт		В <sub>0</sub> = 3291,411
5	Коефіцієнт ефективності капіталовкладень		Е <sub>е</sub> = 0,1
6	Коефіцієнт відрахувань на амортизацію		Е <sub>а</sub> = 0,04
7	Дані нормального режиму		
8	Напруга, кВ		U= 0,38
9	Допустима втрата напруги в КЛ, %		ΔU <sub>доп</sub> = 6
10	Довжина лінії, км		L= 0,05
11	Коефіцієнт середовища		К <sub>с</sub> = 1
12	Коефіцієнт прокладки		К <sub>п</sub> = 0,9
13	Коефіцієнт ґрунту		К <sub>г</sub> = 1
14	Коефіцієнт допустимого навантаження		К <sub>доп</sub> = 0,9
15	Дані післяварійного режиму		
16	Коефіцієнт перевантаження КЛ в п.а.режимі		К <sub>па</sub> = 1,2
17	Доля навантаження в п.а.режимі		К <sub>нпа</sub> = 0,85
18	Дані навантаження по РП1		
19	Активна розрахункова потужність споживача, кВт		P= 3,47
20	Реактивна розрахункова потужність споживача, кВар		Q= 1,99
21	Розрахунковий струм окремого кабелю, А		I= 6,073897
22	Кількість кабелів		k= 1

	F, мм <sup>2</sup>	R <sub>0</sub> , Ом/км	X <sub>0</sub> , Ом/км	I <sub>доп</sub> , А	K <sub>0</sub> , т. грн/км	dU <sub>н</sub> , %	dU <sub>па</sub> , %	dP, кВт	K, т. грн.	E*K, т. грн	Вв, т. Грн	З, т. грн	*	X
25														
26	10	3,1	0,073	65	7,5	0,377284	0,320692	0,017155	0,375	0,0525	0,056464	0,108964	V	+
27	16	1,94	0,0675	75	10,603	0,237609	0,201968	0,010736	0,53015	0,074221	0,035335	0,109556		+
28	25	1,24	0,0662	90	15,272	0,153461	0,130442	0,006862	0,7636	0,106904	0,022586	0,12949		+
29	35	0,89	0,0637	115	19,964	0,111126	0,094571	0,004925	0,9982	0,139748	0,016211	0,155959		+
30	50	0,62	0,0625	140	28,405	0,078755	0,066942	0,003431	1,42025	0,198835	0,011293	0,210128		+
31	70	0,443	0,0612	165	38,847	0,057411	0,048799	0,002451	1,94235	0,271929	0,008069	0,279998		+
32	95	0,326	0,0602	205	50,347	0,043292	0,036799	0,001804	2,51735	0,352429	0,005938	0,358367		+
33	120	0,258	0,0602	240	63,71	0,035127	0,029858	0,001428	3,1855	0,44597	0,004699	0,450669		+
34	150	0,206	0,0596	275	78,545	0,028841	0,024515	0,00114	3,92725	0,549815	0,003752	0,553567		+
35	185	0,167	0,0596	310	105,754	0,024158	0,020534	0,000924	5,2877	0,740278	0,003042	0,74332		+
36	240	0,129	0,0587	355	146,671	0,019533	0,016603	0,000714	7,33355	1,026697	0,00235	1,029047		+
37												мін затрати		
38												0,108964		
												Опт. Переріз КЛ	10	

Рисунок 2.6 - Таблична форма для автоматизованого вибору КЛ-0,38 кВ від ГПП до цеху №1

Таблична форма для автоматизованого вибору оптимального перерізу КЛ-0,38 кВ від ГПП до цеху №2 представлена на рисунку 2.7.

1	Вибір оптимального перерізу КЛ-0,38 кВ за мінімумом приведених затрат	
2	від ГПП до цеху 2	
3	Економічні характеристики	
4	Питома вартість втрат, грн/кВт	Bo= 3291,411
5	Коефіцієнт ефективності капіталовкладень	Ee= 0,1
6	Коефіцієнт відрахувань на амортизацію	Ea= 0,03
7	Дані нормального режиму	
8	Напруга, кВ	U= 0,38
9	Допустима втрата напруги в КЛ, %	$\Delta U_{доп} = 6$
10	Довжина лінії, км	L= 0,055
11	Коефіцієнт середовища	Kс= 1
12	Коефіцієнт прокладки	Kп= 0,9
13	Коефіцієнт ґрунту	Kг= 1
14	Коефіцієнт допустимого навантаження	Kдоп= 0,9
15	Дані післяварійного режиму	
16	Коефіцієнт перевантаження КЛ в п.а.режимі	Kпа= 1,2
17	Доля навантаження в п.а.режимі	Kнпа= 0,85
18	Дані навантаження по РП1	
19	Активна розрахункова потужність споживача, кВт	P= 10,65
20	Реактивна розрахункова потужність споживача, кВар	Q= 6,37
21	Розрахунковий струм окремого кабелю, А	I= 18,8583
22	Кількість кабелів	k= 1

	F, мм <sup>2</sup>	Ro, Ом/км	Xo, Ом/км	Iдоп, А	Ko, т. грн/км	dUn, %	dUpa, %	dP, кВт	K, т. грн.	E*K, т. грн	Вв, т. Грн	З, т. грн	*	X
25														
26	10	3,1	0,073	65	7,5	1,275494	1,08417	0,181908	0,4125	0,05775	0,598733	0,656483		+
27	16	1,94	0,0675	75	10,603	0,803506	0,68298	0,113839	0,583165	0,081643	0,374691	0,456334		+
28	25	1,24	0,0662	90	15,272	0,519176	0,441299	0,072763	0,83996	0,117594	0,239493	0,357088		+
29	35	0,89	0,0637	115	19,964	0,376562	0,320078	0,052225	1,09802	0,153723	0,171894	0,325617	V	+
30	50	0,62	0,0625	140	28,405	0,266722	0,226714	0,036382	1,562275	0,218719	0,119747	0,338465		+
31	70	0,443	0,0612	165	38,847	0,194591	0,165403	0,025995	2,136585	0,299122	0,085561	0,384683		+
32	95	0,326	0,0602	205	50,347	0,146878	0,124846	0,01913	2,769085	0,387672	0,062964	0,450635		+
33	120	0,258	0,0602	240	63,71	0,119288	0,101395	0,015139	3,50405	0,490567	0,04983	0,540397		+
34	150	0,206	0,0596	275	78,545	0,098044	0,083337	0,012088	4,319975	0,604797	0,039787	0,644583		+
35	185	0,167	0,0596	310	105,754	0,08222	0,069887	0,0098	5,81647	0,814306	0,032254	0,84656		+
36	240	0,129	0,0587	355	146,671	0,066584	0,056596	0,00757	8,066905	1,129367	0,024915	1,154282		+
37											мін затрати	0,325617		
38											Опт. Переріз КЛ	35		

Рисунок 2.7 - Таблична форма для автоматизованого вибору КЛ-0,38 кВ від ГПП до цеху №2

Таблична форма для автоматизованого вибору оптимального перерізу КЛ-0,38 кВ від ГПП до цеху №3 представлена на рисунку 2.8.

1	<b>Вибір оптимального перерізу КЛ-0,38 кВ за мінімумом приведених затрат від ГПП до цеху 3</b>		
3	Економічні характеристики		
4	Питома вартість втрат, грн/кВт	Bo= 3291,411	
5	Коефіцієнт ефективності капіталовкладень	Ee= 0,1	
6	Коефіцієнт відрахувань на амортизацію	Ea= 0,03	
7	Дані нормального режиму		
8	Напруга, кВ	U= 0,38	
9	Допустима втрата напруги в КЛ, %	ΔUдоп = 6	
10	Довжина лінії, км	L= 0,015	
11	Коефіцієнт середовища	Kс= 1	
12	Коефіцієнт прокладки	Kп= 0,9	
13	Коефіцієнт ґрунту	Kг= 1	
14	Коефіцієнт допустимого навантаження	Kдоп= 0,9	
15	Дані післяаварійного режиму		
16	Коефіцієнт перевантаження КЛ в п.а.режимі	Kпа= 1,2	
17	Доля навантаження в п.а.режимі	Kнпа= 0,85	
18	Дані навантаження по РП1		
19	Активна розрахункова потужність споживача, кВт	P= 50,94	
20	Реактивна розрахункова потужність споживача, кВар	Q= 35,79	
21	Розрахунковий струм окремого кабелю, А	I= 47,29661	
22	Кількість кабелів	k= 2	

	F, мм <sup>2</sup>	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	*	X
25														
26	10	3,1	0,073	65	7,5	0,8338	1,41746	---	---	---	---	---		---
27	16	1,94	0,0675	75	10,603	0,525853	0,89395	0,390575	0,31809	0,044533	1,285542	1,330075		+
28	25	1,24	0,0662	90	15,272	0,340398	0,578677	0,249646	0,45816	0,064142	0,821687	0,885829		+
29	35	0,89	0,0637	115	19,964	0,247327	0,420456	0,179181	0,59892	0,083849	0,589759	0,673608		+
30	50	0,62	0,0625	140	28,405	0,175665	0,29863	0,124823	0,85215	0,119301	0,410843	0,530144		+
31	70	0,443	0,0612	165	38,847	0,128591	0,218604	0,089188	1,16541	0,163157	0,293554	0,456712		+
32	95	0,326	0,0602	205	50,347	0,097448	0,165661	0,065633	1,51041	0,211457	0,216024	0,427482	V	+
33	120	0,258	0,0602	240	63,71	0,079456	0,135074	0,051942	1,9113	0,267582	0,170964	0,438546		+
34	150	0,206	0,0596	275	78,545	0,065585	0,111495	0,041473	2,35635	0,329889	0,136506	0,466395		+
35	185	0,167	0,0596	310	105,754	0,055266	0,093953	0,033622	3,17262	0,444167	0,110663	0,554829		+
36	240	0,129	0,0587	355	146,671	0,045045	0,076576	0,025971	4,40013	0,616018	0,085482	0,7015		+
37											мін затрати	0,427482		
38											Опт. Переріз КЛ	95		

Рисунок 2.8 - Таблична форма для автоматизованого вибору КЛ-0,38 кВ від ГПП до цеху №3

Таблична форма для автоматизованого вибору оптимального перерізу КЛ-0,38 кВ від ГПП до цеху №4 представлена на рисунку 2.9.

1	<b>Вибір оптимального перерізу КЛ-0,38 кВ за мінімумом приведених затрат</b>		
2	<b>від ГПП до цеху 4</b>		
3	Економічні характеристики		
4	Питома вартість втрат, грн/кВт		Bo= 3291,411
5	Коефіцієнт ефективності капіталовкладень		Ee= 0,1
6	Коефіцієнт відрахувань на амортизацію		Ea= 0,03
7	Дані нормального режиму		
8	Напруга, кВ		U= 0,38
9	Допустима втрата напруги в КЛ, %		$\Delta U_{\text{доп}} = 6$
10	Довжина лінії, км		L= 0,005
11	Коефіцієнт середовища		Kc= 1
12	Коефіцієнт прокладки		Kп= 0,9
13	Коефіцієнт ґрунту		Kг= 1
14	Коефіцієнт допустимого навантаження		Kдоп= 0,9
15	Дані післяаварійного режиму		
16	Коефіцієнт перевантаження КЛ в п.а.режимі		Kпа= 1,2
17	Доля навантаження в п.а.режимі		Kнпа= 0,85
18	Дані навантаження по РП1		
19	Активна розрахункова потужність споживача, кВт		P= 48,89
20	Реактивна розрахункова потужність споживача, кВар		Q= 29,82
21	Розрахунковий струм окремого кабелю, А		I= 43,50249
22	Кількість кабелів		k= 2

	F, мм <sup>2</sup>	Ro, Ом/км	Xo, Ом/км	Iдоп, А	Ko, т. грн/км	dUn, %	dUna, %	dP, кВт	K, т. грн.	E*K, т. грн	Вв, т. Грн	З, т. грн	*	X
25														
26	10	3,1	0,073	65	7,5	0,266141	0,45244	---	---	---	---	---		---
27	16	1,94	0,0675	75	10,603	0,167679	0,285055	0,110142	0,10603	0,014844	0,362521	0,377365		+
28	25	1,24	0,0662	90	15,272	0,108367	0,184224	0,0704	0,15272	0,021381	0,231714	0,253095		+
29	35	0,89	0,0637	115	19,964	0,078615	0,133646	0,050529	0,19964	0,02795	0,166311	0,194261		+
30	50	0,62	0,0625	140	28,405	0,055701	0,094692	0,0352	0,28405	0,039767	0,115857	0,155624		+
31	70	0,443	0,0612	165	38,847	0,040654	0,069111	0,025151	0,38847	0,054386	0,082782	0,137168		+
32	95	0,326	0,0602	205	50,347	0,0307	0,052189	0,018508	0,50347	0,070486	0,060918	0,131404	V	+
33	120	0,258	0,0602	240	63,71	0,024944	0,042406	0,014648	0,6371	0,089194	0,048212	0,137406		+
34	150	0,206	0,0596	275	78,545	0,020512	0,034871	0,011695	0,78545	0,109963	0,038495	0,148458		+
35	185	0,167	0,0596	310	105,754	0,017212	0,02926	0,009481	1,05754	0,148056	0,031207	0,179262		+
36	240	0,129	0,0587	355	146,671	0,013949	0,023713	0,007324	1,46671	0,205339	0,024106	0,229445		+
37											мін затрати 0,131404			
38											Опт. Переріз КЛ 95			

Рисунок 2.9 - Таблична форма для автоматизованого вибору КЛ-0,38 кВ від ГПП до цеху №4

Таблична форма для автоматизованого вибору оптимального перерізу КЛ-0,38 кВ від ГПП до цеху №5 представлена на рисунку 2.10.

	A	B	C	D	E	F	G	H
1	<b>Вибір оптимального перерізу КЛ-0,38 кВ за мінімумом приведених затрат</b>							
2	<b>від ГПП до цеху 5</b>							
3	Економічні характеристики							
4	Питома вартість втрат, грн/кВт						Bo= 3291,411	
5	Коефіцієнт ефективності капіталовкладень						Ee= 0,1	
6	Коефіцієнт відрахувань на амортизацію						Ea= 0,03	
7	Дані нормального режиму							
8	Напруга, кВ						U= 0,38	
9	Допустима втрата напруги в КЛ, %						ΔUдоп = 6	
10	Довжина лінії, км						L= 0,005	
11	Коефіцієнт середовища						Kс= 1	
12	Коефіцієнт прокладки						Kп= 0,9	
13	Коефіцієнт ґрунту						Kг= 1	
14	Коефіцієнт допустимого навантаження						Kдоп= 0,9	
15	Дані післяварійного режиму							
16	Коефіцієнт перевантаження КЛ в п.а.режимі						Kпа= 1,2	
17	Доля навантаження в п.а.режимі						Kнпа= 0,85	
18	Дані навантаження по РП1							
19	Активна розрахункова потужність споживача, кВт						P= 103,04	
20	Реактивна розрахункова потужність споживача, кВар						Q= 85,47	
21	Розрахунковий струм окремого кабелю, А						I= 101,7015	
22	Кількість кабелів						k= 2	

	F, мм <sup>2</sup>	Ro, Ом/км	Xo, Ом/км	Iдоп, А	Ko, т. грн/км	dUn, %	dUпа, %	dP, кВт	K, т. грн.	E*K, т. грн	Bв, т. Грн	З, т. грн	*	X
25														
26	10	3,1	0,073	65	7,5	0,563813	0,958482	---	---	---	---	---		---
27	16	1,94	0,0675	75	10,603	0,356066	0,605313	---	---	---	---	---		---
28	25	1,24	0,0662	90	15,272	0,231001	0,392701	---	---	---	---	---		---
29	35	0,89	0,0637	115	19,964	0,168194	0,28593	---	---	---	---	---		---
30	50	0,62	0,0625	140	28,405	0,119851	0,203747	---	---	---	---	---		---
31	70	0,443	0,0612	165	38,847	0,088083	0,149742	0,137461	0,38847	0,054386	0,452441	0,506827		+
32	95	0,326	0,0602	205	50,347	0,067064	0,114008	0,101157	0,50347	0,070486	0,332948	0,403433		+
33	120	0,258	0,0602	240	63,71	0,054933	0,093386	0,080056	0,6371	0,089194	0,263498	0,352692		+
34	150	0,206	0,0596	275	78,545	0,045568	0,077466	0,063921	0,78545	0,109963	0,21039	0,320353		+
35	185	0,167	0,0596	310	105,754	0,038611	0,065639	0,051819	1,05754	0,148056	0,170559	0,318615	V	+
36	240	0,129	0,0587	355	146,671	0,031699	0,053888	0,040028	1,46671	0,205339	0,131749	0,337089		+
37											мін затрати	0,318615		
38											Опт. Переріз КЛ	185		

Рисунок 2.10 - Таблична форма для автоматизованого вибору КЛ-0,38 кВ від ГПП до цеху №5

Таблична форма для автоматизованого вибору оптимального перерізу КЛ-0,38 кВ від ГПП до цеху №6 представлена на рисунку 2.11.

	A	B	C	D	E	F	G	H
1	<b>Вибір оптимального перерізу КЛ-0,38 кВ за мінімумом приведених затрат</b>							
2	<b>від ГПП до цеху б</b>							
3	Економічні характеристики							
4	Питома вартість втрат, грн/кВт						Bo= 3291,411	
5	Коефіцієнт ефективності капіталовкладень						Ee= 0,1	
6	Коефіцієнт відрахувань на амортизацію						Ea= 0,03	
7	Дані нормального режиму							
8	Напруга, кВ						U= 0,38	
9	Допустима втрата напруги в КЛ, %						ΔUдоп = 6	
10	Довжина лінії, км						L= 0,055	
11	Коефіцієнт середовища						Kc= 1	
12	Коефіцієнт прокладки						Kп= 0,9	
13	Коефіцієнт ґрунту						Kг= 1	
14	Коефіцієнт допустимого навантаження						Kдоп= 0,9	
15	Дані післяварійного режиму							
16	Коефіцієнт перевантаження КЛ в п.а.режимі						Kпа= 1,2	
17	Доля навантаження в п.а.режимі						Kнпа= 0,85	
18	Дані навантаження по РП1							
19	Активна розрахункова потужність споживача, кВт						P= 4,45	
20	Реактивна розрахункова потужність споживача, кВар						Q= 2,51	
21	Розрахунковий струм окремого кабелю, А						I= 7,758857	
22	Кількість кабелів						k= 1	

	F, мм <sup>2</sup>	Ro, Ом/км	Xo, Ом/км	Idоп, А	Ko, т. грн/км	dUн, %	dUпа, %	dP, кВт	K, т. грн.	E*K, т. грн	Bв, т. Грн	З, т. грн	*	X
25														
26	10	3,1	0,073	65	7,5	0,5321	0,452285	0,030792	0,4125	0,05775	0,10135	0,1591		+
27	16	1,94	0,0675	75	10,603	0,335077	0,284816	0,01927	0,583165	0,081643	0,063425	0,145069	V	+
28	25	1,24	0,0662	90	15,272	0,216377	0,183921	0,012317	0,83996	0,117594	0,04054	0,158134		+
29	35	0,89	0,0637	115	19,964	0,15685	0,133323	0,00884	1,09802	0,153723	0,029097	0,18282		+
30	50	0,62	0,0625	140	28,405	0,110999	0,094349	0,006158	1,562275	0,218719	0,02027	0,238988		+
31	70	0,443	0,0612	165	38,847	0,080892	0,068758	0,0044	2,136585	0,299122	0,014483	0,313605		+
32	95	0,326	0,0602	205	50,347	0,060977	0,051831	0,003238	2,769085	0,387672	0,010658	0,39833		+
33	120	0,258	0,0602	240	63,71	0,049459	0,04204	0,002563	3,50405	0,490567	0,008435	0,499002		+
34	150	0,206	0,0596	275	78,545	0,040593	0,034504	0,002046	4,319975	0,604797	0,006735	0,611531		+
35	185	0,167	0,0596	310	105,754	0,033986	0,028888	0,001659	5,81647	0,814306	0,00546	0,819766		+
36	240	0,129	0,0587	355	146,671	0,027463	0,023344	0,001281	8,066905	1,129367	0,004217	1,133584		+
37											млн затрат	0,145069		
38											Опт. Переріз КЛ	16		

Рисунок 2.11 - Таблична форма для автоматизованого вибору КЛ-0,38 кВ від ГПП до цеху №6

Проектне рішення: обираємо кабелі марки АВВГ. Вибір перерізів та кількості кабелів 0,38 кВ зведемо в таблицю 2.2.



Таблиця 2.2 – Вибір кабелів 0,38 кВ

№ цеху	Кіл-ть кабелів	Переріз, мм <sup>2</sup>	Питомі затрати, тис.грн.
1	1	10	0,109
2	1	35	0,326
3	2	95	0,428
4	2	95	0,132
5	2	185	0,319
6	1	16	0,146

## 2.8 Визначення оптимальних координат розміщення ЦРП за критерієм мінімуму затрат в СЕП

На території підприємства для підведення живлення до цехів потрібно встановити центральний розподільчий пункт (ЦРП). Для цього на генплані підприємства потрібно знайти оптимальні координати розміщення ЦРП по критерію мінімуму затрат, виходячи з того, що ЦРП може бути встановлений в довільному місці на території підприємства, незайнятому будівлями та дорогою.

Повна математична модель матиме такий вигляд:

$$\left. \begin{aligned} & Z(x_0, y_0) = \left[ (E_e + E_{aжс}) \cdot (a_{жс} + K_0(F_{жс})) + 3 \cdot I_{жс}^2 \cdot r_0(F_{жс}) \cdot k_{жс} \cdot B_0 \right] \cdot \rho((x_0, y_0), (x_{жс}, y_{жс})) + \\ & \sum_{i=1}^n \left[ (E_e + E_a) \cdot (a + K_0(F_i) \cdot k_i) + 3 \cdot I_i^2 \cdot r_0(F_i) \cdot k_i \cdot B_0 \right] \cdot \rho((x_0, y_0), (x_{жс}, y_{жс})) \rightarrow \min_{x_0, y_0}; \\ & \min_{i=1}^n(x_i) \leq x_0 \leq \max_{i=1}^n(x_i); \\ & \min_{i=1}^n(y_i) \leq y_0 \leq \max_{i=1}^n(y_i). \end{aligned} \right\} (2.40)$$

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/КЛ перерізом  $F_i$ ;

$I_i$  - струм окремої ПЛ/КЛ від ЦМ до і-того цеху;

$r_0(F_i)$  - питомий опір ПЛ/КЛ 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 ГПП до і-того цеху;

$F_i$  - переріз і-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 і-того цеху;

$x_{жс}, y_{жс}$  - координати точки підведення зовнішньої лінії живлення.

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

$$L = \sqrt{(x_0 - x_i)^2 + (y_0 - y_i)^2} \quad (2.41)$$

Довжина кабелю між двома координатами буде обраховуватися за формулою:



$$L = |x_0 - x_i| + |y_0 - y_i| \quad (2.42)$$

Таблична форма EXCEL для визначення оптимальних координат центру мережі розташована на листі EXCEL під назвою "ЦМ" і зображена на Рисунку 2.12.

	A	B	C	D	E	F	G	H	I	J	K	L	M		
1	Визначення центру кабельної мережі														
2	Технічні характеристики мережі														
3	Напруга зовнішньої лінії живлення, кВ							Uж= 27,5							
4	Метрика зовнішньої лінії							Метрика Ж= E							
5	Напруга розподільчих мереж, кВ							Ur= 0,38							
6	Метрика розподільчих мереж							Метрика P= E							
7	Економічні характеристики мережі														
8	Питомі втрати, не залежні від перерізу ЗЛЖ, т.грн./км							αж= 9							
9	Питомі втрати, не залежні від перерізу КЛ-0,38 кВ, т.грн./км							α= 7							
10	Питома вартість втрат, грн./кВт							Вo= 3291,411							
11	Коефіцієнт ефективності капіталовкладень							Ee= 0,1							
12	Коефіцієнт відрахувань на амортизацію ЗЛЖ							Eаж= 0,03							
13	Коефіцієнт відрахувань на амортизацію КЛ-0,38 кВ							Ea= 0,04							
14															
15	№ п/п	Лінії живлення	X, м	Y, м	F, мм <sup>2</sup>	k	P, кВт	Q, кВт	I, А	Ro, Ом/км	Ko, т.грн/км	L, м	З, тис. грн		
16	1		0	85	70	1	225,54	179,39	6,05	0,622	101,778	32	0,473		
17	1	ТП1	50	0	10	1	3,47	1,99	6,07	3,1	7,5	67	0,219		
18	2	ТП2	38	0	35	1	10,65	6,37	18,86	0,89	19,964	61	0,419		
19	3	ТП3	48	15	95	2	50,94	35,79	47,30	0,326	50,347	54	1,542		
20	4	ТП4	55	45	95	2	48,89	29,82	43,50	0,326	50,347	44	1,167		
21	5	ТП5	20	55	185	2	103,04	85,47	101,70	0,167	105,754	8	0,502		
22	6	ТП6	0	0	185	1	4,45	2,51	7,76	0,167	105,754	56	0,845		
23	Сумарні річні приведені затрати в мережу, тис.грн.												5,168		
24												X0	Y0		
25												Координати ЦМ, м		12	55

Рисунок 2.12 - Таблична форма визначення оптимальних координат розміщення ЦРП

Розрахунок оптимальних координат розміщення ЦРП здійснюється за допомогою засобу "Поиск решений" діалогове вікно, якого представлено на Рисунку 2.13.

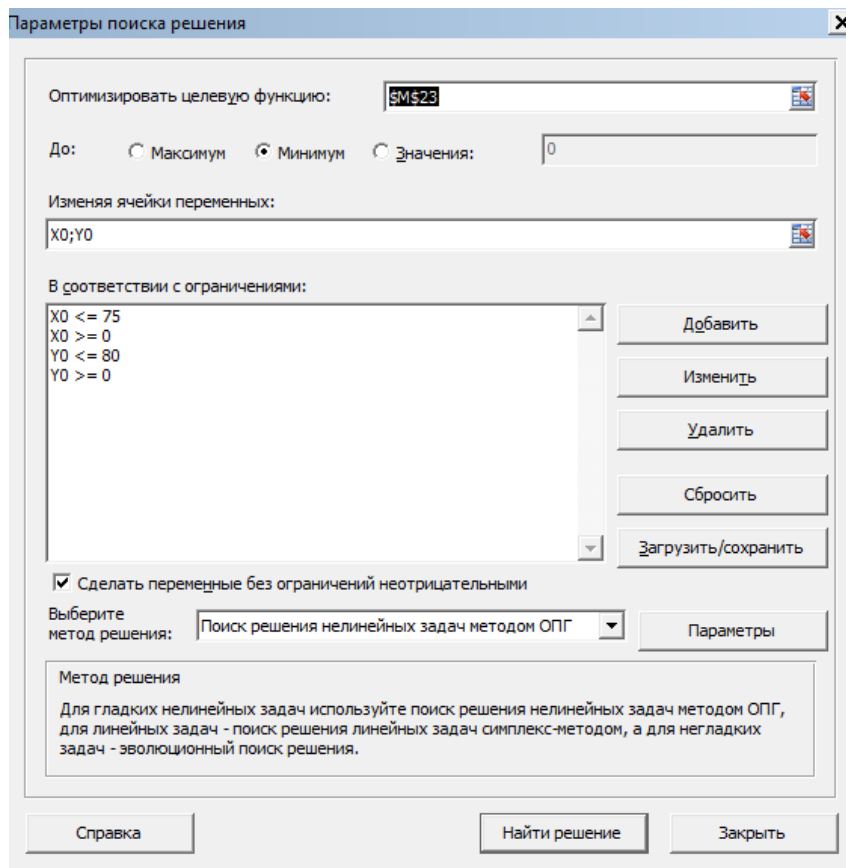


Рисунок 2.13 - Діалогове вікно засобу «Поиск решений» для визначення ЦМ

За допомогою засобу EXCEL "Поиск решений" було визначено оптимальні координати центру мережі  $X_0=12$ ,  $Y_0=55$ , яким відповідають сумарні річні приведені затрати в мережу 5,168 тис. грн.

Проектне рішення:

Генплан підприємства з розміщенням на ньому ЦРП зображено на рисунку 2.14.

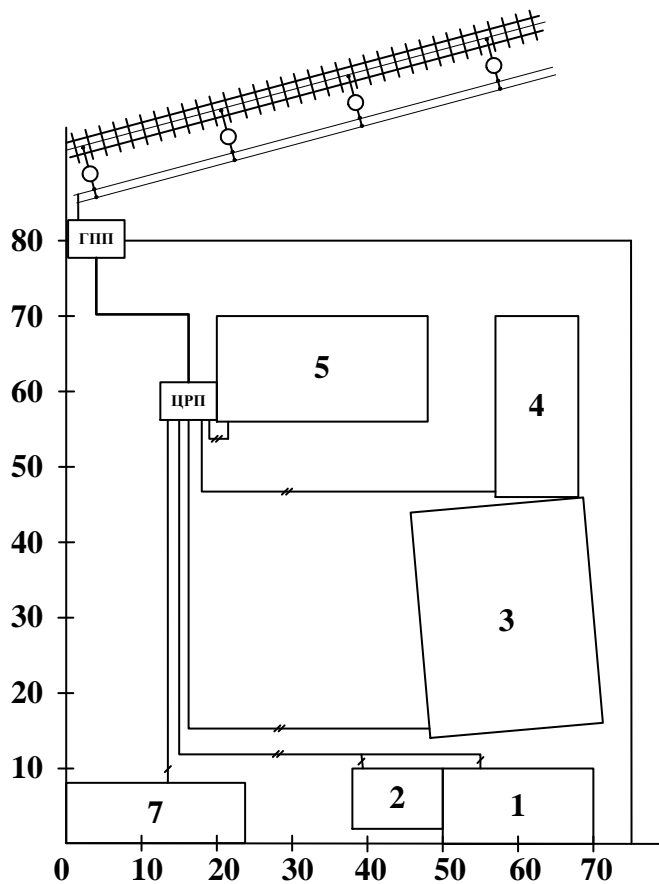


Рисунок 2.14 - Генплан підприємства із розташуванням ЦРП

Висновок:

У цьому розділі визначено розрахункові та середні навантаження цехів та підприємства в цілому. Також було визначено кількість, потужність та місце розташування ГПП, а саме, було обрано, що споживачі підприємства доцільно заживити від однієї КТП-ДПР-400/27,5/0,4-15-У1-В/К. Визначено оптимальний переріз зовнішньої лінії живлення, яка виконана повітряною лінією напругою 27,5 кВ, проводом марки ПБСМ перерізом 70 мм<sup>2</sup> та оптимальні перерізи розподільної внутрішньопідприємницької мережі напругою 0,38 кВ, які виконані кабелями марки ААБ перерізами від 10 до 185 мм<sup>2</sup> та прокладені в траншеях. Використовуючи засіб електронного процесора EXCEL «Поиск решений» було прийнято рішення щодо місця розташування ЦРП ( $X_0=12$ ,  $Y_0=55$ ), сумарні річні приведені затрати в мережу при цьому становлять 5,168 тис. грн.

## РОЗДІЛ 3. ПІДВИЩЕННЯ ЯКОСТІ ЕЛЕКТРОПОСТАЧАННЯ НЕТЯГОВИХ СПОЖИВАЧІВ

### 3.1 Показники якості електропостачання

До показників якості електропостачання належать надійність постачання електроенергії, економічність постачання електроенергії та дотримання показників якості електричної енергії.

Надійність електропостачання - це здатність мережі забезпечити приймачів електроенергію в потрібному обсязі і режимі її передавання. Основними чинниками забезпечення надійності постачання електроенергії для споживачів є оптимальний вибір електроапаратів, силових трифазних трансформаторів, кабельної та провідникової продукції. Останнє повинно відповідати умовам навколишнього середовища, забезпечувати відповідність електричних навантажень номінальним навантаженням вказаних елементів і в нормальних і в аварійних режимах роботи, шляхом використання резервування та застосування пристроїв автоматики і релейного захисту [5].

Економічність постачання електроенергії це здатність забезпечення електроприймачів електричною енергією в потрібній кількості з мінімальними втратами останньої під час передавання. Для досягнення економічності може бути застосовано такі заходи:

- Впровадження компенсації реактивної потужності. Останнє впливає на зниження втрат активної потужності в лініях та трансформаторах.
- Оптимізація технологічного процесу. Захід використовується з метою усунення витрат електро енергії на некорисні операції. Останнє призведе до зниження максимального навантаження  $i$ , також до втрат потужності і енергії в елементах електропередачі.
- Застосування енергоефективного обладнання. Такий захід також впливає на зниження струмів в лініях та силових трансформаторах, а також втрат потужності в системі електропостачання.

Забезпечення якості електричної енергії з певними показниками також є фактором якості електропостачання. Останнє є через те, що вони впливають як на ефективність функціонування електроприймачів, так і на надійність та економічність системи постачання електроенергії. Показники якості вказуються у стандарті ГОСТ 13109-97 «Норми якості електричної енергії в системах електропостачання загального призначення» [8]. Згідно цього стандарту якість електричної енергії описує відповідність діючих параметрів електричної енергії вказаними в цьому документі. Тепер діє новий стандарт ДСТУ EN 50160:2014, згідно якого Протягом семи днів зміна напруги не може перевищувати  $\pm 10\%$  від величини номінального значення. Вимірювання здійснюється по 10 хвилин. В межах вказаного часу береться усереднене значення.

В таблиці 3.1 наведено основні показники якості електроенергії, та їх нормальні і граничні значення.

Таблиця 3.1 – Показники якості електроенергії, які відповідають ГОСТ 13109-97

Найменування показника	Допустиме значення показника	
	Нормальне	Гранично-доп.
Відхилення електричної напруги	$\pm 5^*$	$\pm 10^*$
Розмах зміни електричної напруги, % У місцях з лампами розжарювання, коли необхідна тривала і висока зорова напруженість		10 0,75
Доза флікера, відносних одиниць: короткочасова чи тривала		1,38 1,00
Коефіцієнт спотворення синусоїдності кривої напруги, відсотків, не більше,	8	12
Коефіцієнт гармонійної складової напруги парного (непарного) порядку, %, не більше	5 (2)	7,5 (3)
Несиметрія електричної напруги, %	2	4
Тривалість провалу напруги, секунд		30
Відхилення електричної частоти, Гц	$\pm 0,2$	$\pm 0,4$

### Відхилення напруги

*З яких причин виникає:* зміни навантаження під час технологічних процесів, які відбуваються протягом певного періоду (доба або сезон).

*Вплив:* знижена напруга здійснює вплив на умови пуску, електроприводів (підвищуються пускові струми), пошкодження ізоляції провідників, перевантаження засобів силової електроніки (випрямлячів з регулюванням, перетворювачів або стабілізаторів); перенапруга викликає збільшення витрат електроенергії, викликає підвищення реактивної потужності двигунів, випрямлячів з фазним регулюванням, пробій засобів силової електроніки (випрямлячів з регулюванням, перетворювачів або стабілізаторів).

*Відповідальність за відхилення напруги несе* енергопостачальна компанія.

### Коливання електричної напруги (розмах зміни, доза флікеру)

*З якої причини виникає:* наявність пристроїв із швидкозмінними режимами роботи (робота ліфту в житлових будівлях та офісах), робота укрупнених водяних насосів в місцевості за містом, змінна робота потужного обладнання, котре увімкнене в одну мережу.

*Вплив:* збільшення витрат електроенергії в електричних мережах, втомлення зору, пониження продуктивності праці, виникнення травматизму, зниження терміну експлуатації електронних засобів, вихід з ладу батарей конденсаторів, нестійка робота систем збудження у синхронних генераторів а також двигунів, вібрації виробничої апаратури, помилкове непотрібна комутація контактів контакторів.

### Несинусоїдність

*З якої причини виникає:* вплив засобів із нелінійним навантаженням (люмінісцентні лампи, зварювальні апарати, перетворювачі частоти мережі, імпульсні перетворювачі електричної напруги).

*Вплив:* на зростання втрат потужності в електричних двигунах, вібрації, порушення роботи захисної апаратури; збільшення похибок апаратури вимірювання; вимкнення чутливих пристроїв.

#### Відхилення частоти

*Чому виникає:* зниження потужностей, які генеруються в електричну мережу, перевантаження синхронних генераторів.

*Вплив:* зниження продуктивності електричних двигунів, зниження терміну дії електричних машин, спотворення зображення телевізорів.

Отже, забезпечення показників якості електропостачання є актуальною задачею для вказаного та інших підприємств

### 3.2. Методи і засоби симетрування навантажень вузлів електричних мереж

Однією з важливих характеристик режимів електричних мереж є несиметрія напруг. Підтримання вказаної величини в допустимих межах впливає на надійність та ефективність роботи як виробничих, а також і побутових електроприймачів. З розвитком народного господарства розширюється число електричних приймачів. Останні негативно впливають на несиметрію електричних напруг. Особливо це стосується мереж, які забезпечують живлення різконесиметричних навантажень. Вони є причиною виникнення несиметричної напруги [2–5]. Через вплив несиметричних приймачів виникає несиметрія електричних струмів. Вона викликає додаткові втрати напруги в лініях електропередачі а також трансформаторах. Це призводить до зростання несиметрії напруг у вузлах приєднання приймачів електроенергії [6, 7].

Вказана проблема характерна для систем електропостачання. Останні

отримують живлення від силових тягових підстанцій. Актуальність останньої зростає великим чином для завантажувально-розвантажувальних ділянок залізниці. Основним електричним навантаженням останніх є асинхронні двигуни приводів підйомних механізмів. Експлуатація останніх вказує на потребу регулювання напруги для забезпечення її величини в допустимих нормах, що визначені ГОСТ 13109-97. Згідно з ГОСТОМ коефіцієнт зворотної послідовності напруги не повинен бути більшим ніж 2%. Як показано в [1], тривалість експлуатації навантаженого асинхронного двигуна номінальною потужністю, що увімкнено до джерела живлення з коефіцієнтом зворотної послідовності напруг  $k_{2U} = 4\%$ , скорочується в два рази.

Несиметрична напруг характеризується комплексними коефіцієнтами зворотної а також нульової послідовності напруги [8]

$$\underline{K}_{2\_U} = K_{2\_U} \cdot e^{j \cdot \psi_{2U}} = \frac{\dot{U}_2}{\dot{U}_1}; \quad \underline{K}_{0\_U} = K_{0\_U} \cdot e^{j \cdot \psi_{0U}} = \frac{\dot{U}_0}{\dot{U}_1},$$

де  $K_{2\_U}$ ,  $K_{0\_U}$  – модулі комплексних коефіцієнтів відповідно зворотної а також нульової послідовностей для напруг;

$\psi_{2U}$ ,  $\psi_{0U}$  – аргументи комплексних коефіцієнтів відповідно зворотної та нульової послідовностей напруг;

$\dot{U}_1$ ,  $\dot{U}_2$ ,  $\dot{U}_0$  – значення напруг відповідно прямої, а також зворотної та нульової послідовностей.

Несиметрія електричних навантажень, зазвичай, характеризується комплексними коефіцієнтами зворотної та нульової послідовності струмів, які обчислюються за формулами

$$\underline{K}_{2I} = K_{2I} \cdot e^{j \cdot \varphi_{2I}} = \frac{\dot{I}_2}{\dot{I}_1}; \quad \underline{K}_{0I} = K_{0I} \cdot e^{j \cdot \varphi_{0I}} = \frac{\dot{I}_0}{\dot{I}_1},$$

де  $K_{2I}$ ,  $K_{0I}$  – модулі комплексних коефіцієнтів відповідно зворотної а також нульової послідовностей струмів;

$\varphi_{2I}$ ,  $\varphi_{0I}$  – аргументи комплексних коефіцієнтів відповідно зворотної та



нульової послідовностей струмів;

$\dot{I}_1, \dot{I}_2, \dot{I}_0$  – комплексні значення струмів відповідно прямої, зворотної а також нульової послідовностей.

Симетрування навантажень вузлів електричних мереж полягає у використанні заходів і засобів, призначених для зменшення струмів і напруг зворотної та нульової послідовностей.

Методи симетрування навантажень наведено на рис. 3.1. Симетрування може бути внутрішнім та зовнішнім [2]. Внутрішнє симетрування полягає у перерозподіленні несиметричного навантаження між фазами якнайбільш рівномірно, через застосування асинхронних двигунів а також багатофазних схем випрямлення.



Рисунок 3.1 – Методи симетрування навантажень

3.3 Симетрування напруги з використанням вольтодобавочного трансформатора

Вольтододаткові трансформатором називається такий електричний трансформатор, який включається своєю вторинною обмоткою послідовно в ланцюг вторинної обмотки основного трансформатора або просто у розтин лінії основної мережі. Зазвичай Вольтододаткові трансформатор має змінний коефіцієнт трансформації (подібно автотрансформатора), але може бути також і нерегульованим.

Вольтододаткові трансформатори традиційно використовують з метою автоматичного регулювання напруги окремих ліній або групи ліній. Наприклад при реконструкції мережі, де використовується трансформатор без можливості регулювання під навантаженням, саме Вольтододаткові трансформатор дозволяє регулювати напругу - він дає можливість вирівнювати напругу в мережі, прибирає несиметричність напруги на певній ділянці ланцюга, знижує небезпечні наслідки в разі отгорання нульового провідника.

Як неважко зрозуміти, Вольтододаткові трансформатор впливає на подається до споживача напруга, додаючи до нього власну додаткову ЕРС, яка віднімається або складається з основним напругою мережі. В принципі вольтододаткові трансформатори можуть бути як регульованими, так і нерегульованими.

У будь-якому випадку вони формують певний додатковий напругу незалежно від того, яке навантаження підключена і отримує харчування від даної мережі в поточний момент. А безпосередньо величину надбавки вибирають виходячи з максимальної та мінімальної навантаження, щоб на споживача ні в якому разі не виникло перенапруження.

Як неважко зрозуміти, Вольтододаткові трансформатор впливає на подається до споживача напруга, додаючи до нього власну додаткову ЕРС, яка віднімається або складається з основним напругою мережі. В принципі вольтододаткові трансформатори можуть бути як регульованими, так і нерегульованими.

У будь-якому випадку вони формують певний додатковий напругу незалежно від того, яке навантаження підключена і отримує харчування від даної мережі в поточний момент. А безпосередньо величину надбавки вибирають виходячи з максимальної та мінімальної навантаження, щоб на споживача ні в якому разі не виникло перенапруження.

На другому малюнку приведена схема регульованого вольтододавального трансформатора. По суті тут ми бачимо автотрансформатор, який отримує харчування від напруги основної мережі. Вторинні ж напруги знімаються через перемикачі П, як це зазвичай буває у всіх автотрансформаторів, і подаються на первинні обмотки окремих трансформаторів, включених в регульовану лінію послідовно своїми вторинними обмотками.

Діє все як завжди: струми первинних обмоток створюють магнітні потоки в магнітопроводах понижуючих трансформаторів, у вторинних обмотках наводяться ЕРС, які послідовно складаються або віднімаються (в залежності від фазировки підключення) з напругою основної мережі в кожній з фаз.

В результаті напруга на виході регульованою мережі, в результаті такого включення, змінюється на 5-10% в залежності від того, в якому становищі знаходиться на даний момент перемикач. Сам перемикач зроблений таким чином, що при перемиканні між контактами навіть під навантаженням розриву ланцюгів первинних обмоток послідовних (Вольтододаткові) трансформаторів не відбувається.

### 3.4 Симетрування напруги з використанням симетрувального трансформатора

Розглядаючи задачу симетрування напруг з використанням симетрувального трансформатора, необхідно визначити зв'язок між струмами та напругами, що є інформативними для побудови системи

керування. Схема електропостачання з симетрувальним трансформатором наведена на рис. 3.2.

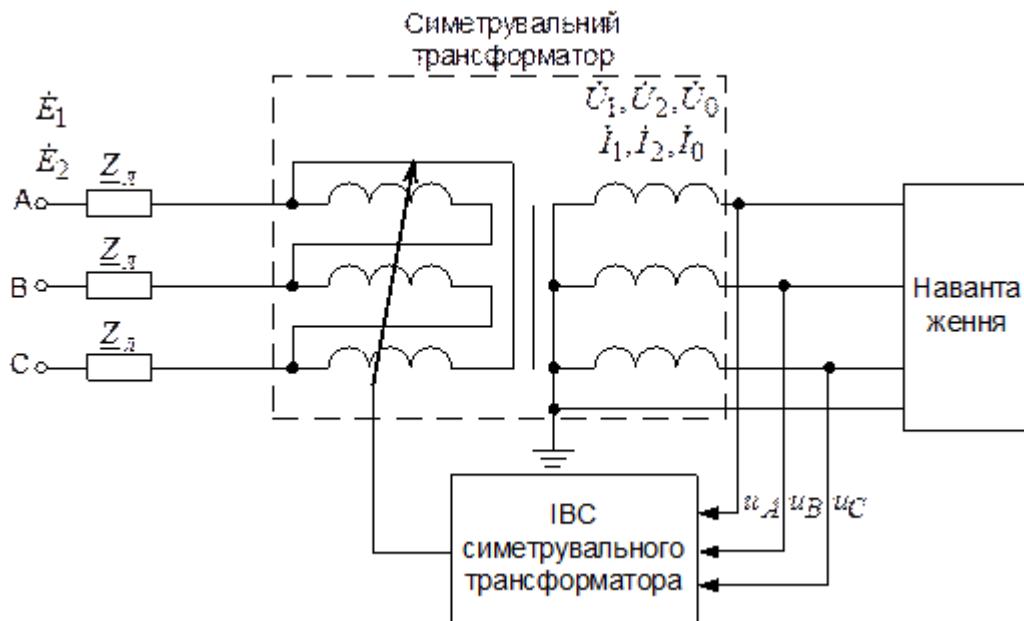


Рисунок 3.2 – структурна схема симетрувального трансформатора

На схемі прийнято такі позначення:

$\dot{U}_1, \dot{U}_2, \dot{U}_0, \dot{I}_1, \dot{I}_2, \dot{I}_0$  – комплексні напруги та струми прямої, зворотної та нульової послідовностей вторинної обмотки трансформатора;

$u_A, u_B, u_C$  – значення фазних напруг, що подаються на входи ІВС;

$\dot{E}_1, \dot{E}_2$  – комплексні напруги прямої та зворотної послідовності джерела;

$Z_L$  – комплексний опір лінії електропередавання;

схема з'єднання обмоток трансформатора –  $\Delta/\Upsilon$  („трикутник”/„зірка з нульовим проводом”).

Можливість пофазового регулювання такого трансформатора пояснюється на основі векторних діаграм. (рис. 3.3). За допомогою останніх можуть бути представлені комплексні коефіцієнти передачі трансформатора. На рис. 3.3а вказано, що будь-який вектор  $\underline{K}_2$  можна отримати через переключення кількості витків обмоток в двох фазах. Ця зміна викликає з'явлення напруги нульової послідовності, оскільки величини  $\underline{K}_2$  та  $\underline{K}_3$  взаємозалежні.

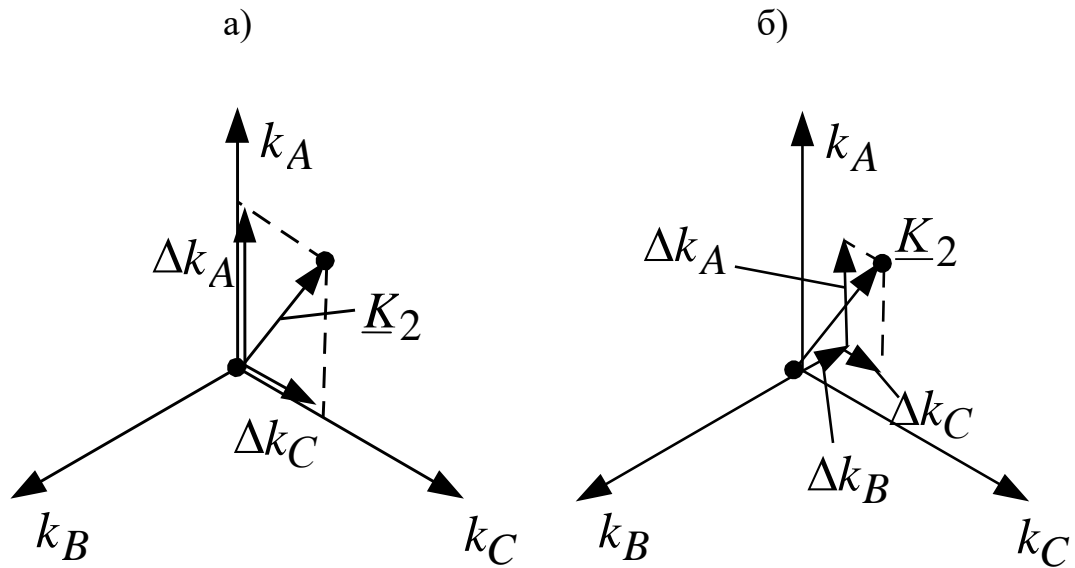


Рисунок 3.3 – Векторні діаграми параметру  $\underline{K}_2$  у разі двофазового (а) та трифазового (б) регулювання

На рис. 3.3б показано можливість забезпечення вектора  $\underline{K}_2$  через зміну кількості витків в трьох фазах. Тоді для побудови подібного вектора потрібно виконати зміну коефіцієнтів трансформації кожної з трьох фаз на меншу величину аніж у разі регулювання в двох фазах. Це в свою чергу приведе до зниження напруги нульової послідовності у порівнянні з двофазним регулюванням.

Вирази, які описують процес регулювання симетрувального трансформатора можуть бути подані у вигляді [12, 13]

$$\operatorname{Re}(\underline{K}_2(k_{A_H}, k_{B_H}, k_{C_H})) = \operatorname{Re} \frac{\dot{U}_2}{\dot{U}_1} + \operatorname{Re}(\underline{K}_2(k_A, k_B, k_C));$$

$$\operatorname{Im}(\underline{K}_2(k_{A_H}, k_{B_H}, k_{C_H})) = \operatorname{Im} \frac{\dot{U}_2}{\dot{U}_1} + \operatorname{Im}(\underline{K}_2(k_A, k_B, k_C));$$

$$U_a \frac{k_{A_H}}{k_A} + U_b \frac{k_{B_H}}{k_B} + U_c \frac{k_{C_H}}{k_C} = 3U_H,$$

тут  $U_H$  – номінальне значення фазної напруги вторинної обмотки трансформатора;

$U_a, U_b, U_c$  – діючі значення фазних напруг вторинної обмотки

трансформатора на момент регулювання;

$k_A, k_B, k_C$  – коефіцієнти передавання фаз симетрувального трансформатора на момент регулювання;

$k_{A_H}, k_{B_H}, k_{C_H}$  – коефіцієнти передавання фаз симетрувального трансформатора після регулювання.

На рис. 3.4 подано залежності коефіцієнта зворотної послідовності напруги вторинної обмотки симетрувального (СТ) та вольтодобавочного трансформатора (ВТ) від коефіцієнта зворотної послідовності напруги джерела для режиму з переважно силовим навантаженням (асинхронні двигуни). На рисунку крива 1 описує двофазове регулювання СТ, 2 – трифазове регулювання СТ, 3 – регулювання з використанням ВД. Моделювання проведено для вузла навантаження, який живиться від трансформатора ТМ-400/10. Коефіцієнт потужності навантаження прийнятий рівним 0,8.

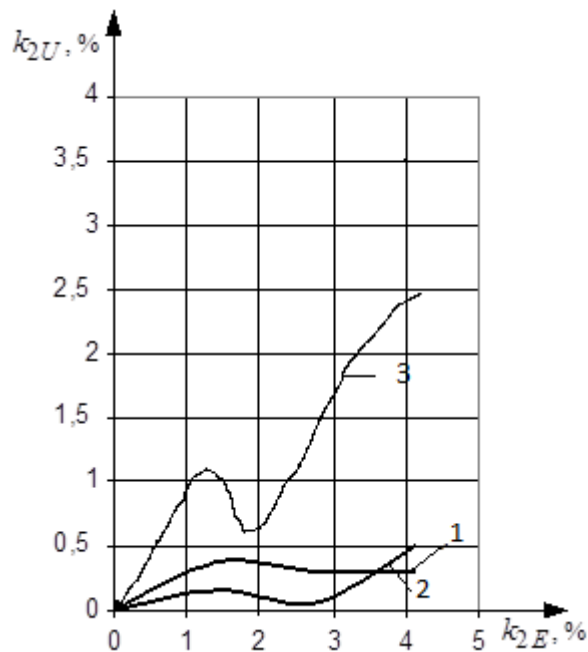


Рис. 3.4 Графіки залежності коефіцієнта зворотної послідовності напруги та максимального відхилення фазної напруги від значення  $k_{2E}$

Висновок: Використання симетрувальних трансформаторів призводить до суттєвого зниження несиметрії напруги джерела живлення. Використання

вольтодобавочного трансформатора з коефіцієнтом трансформації 26 (аналогічно, як в трансформаторі ТМ 400/10) без регулювання призводить до зниження несиметрії напруги вдвічі за умови рівня вхідної несиметрії до 4%, що є реальним показником на залізниці. Останній варіант суттєво (на порядок, в десять разів) економічно вигідніший і за умови, коли обладнання нетягових споживачів нормально працює за допустимої несиметрії до 2%, може бути використаний.

## РОЗДІЛ 4 ЕКОНОМІЧНА ЧАСТИНА

Відповідно до електричної принципової схеми КТПж, до якої під'єднано підприємство, показаної на рис. 4.1, та вихідних даних, приведених у табл. 4.1 – табл. 4.3, необхідно виконати такі розрахунки:

4.1 – табл. 4.3, необхідно виконати такі розрахунки:

1. Розрахувати величину капітальних вкладень в комплектну трансформаторну підстанцію та КЛ, якими заживлені цехи.

2. Розрахувати вартість спожитої електроенергії.

3. Розрахувати величину складових експлуатаційних витрат:

- витрат в мережах підприємства;

- витрат на заробітну плату;

- витрат на матеріали;

- амортизаційних витрат.

4. Розрахувати собівартість електроенергії на підприємстві.

Таблиця 4.1 – Характеристики трансформаторної підстанції

Підстанція	Тип трансформатора	Кількість трансформаторів	Розр. потужність підстанції, кВА
КТП (ГПП)	ТМж-400	1	274,34

Таблиця 4.2 – Відомості про кабельні лінії

Найменування ліній	Довжина лінії від цеху до ГПП, м	Марка кабелю	К-сть
ГПП – цех №1	50	АВВГ 3х10	1
ГПП – цех №2	55	АВВГ 3х35	1
ГПП – цех №3	15	АВВГ 3х95	2
ГПП – цех №4	5	АВВГ 3х95	2
ГПП – цех №5	5	АВВГ 4х185	2
ГПП – цех №6	55	АВВГ 3х16	1



Таблиця 4.3 – Потужність цехів підприємства

Найменування цеху	Кількість змін	Розр. потужність, кВА
Адміністративна будівля	1	4,00
Ремонтно-механічний цех		12,41
Токарно-слюсарний цех	1	62,26
Фрезерувальний цех	1	57,26
Термічний та зварювальний цех	1	133,88
Склад	1	5,11

Рекомендації до виконання:

1. Відповідно до даної схеми (рис. 4.1), конструкція КТП 27,5/0,4 не передбачає встановлення вимикачів, що дозволяє зекономити на цьому аспекті.

2. Оплату за спожиту електроенергію розраховують за одноставковим тарифом: 2,09 грн/кВт·год;

3. Прийняти норму амортизації – 6%,

4. Нарахування:

– в пенсійний фонд – 32%,

– у фонд зайнятості – 1,5%,

– на соціальне страхування – 1,5%.

5. Оскільки мережа підприємства складається тільки з живильного проводу 27,5 кВ і однієї КТП 27,5/0,4 кВ, то необхідно розраховувати капіталовкладення і експлуатаційні витрати для мережі 0,38 кВ.

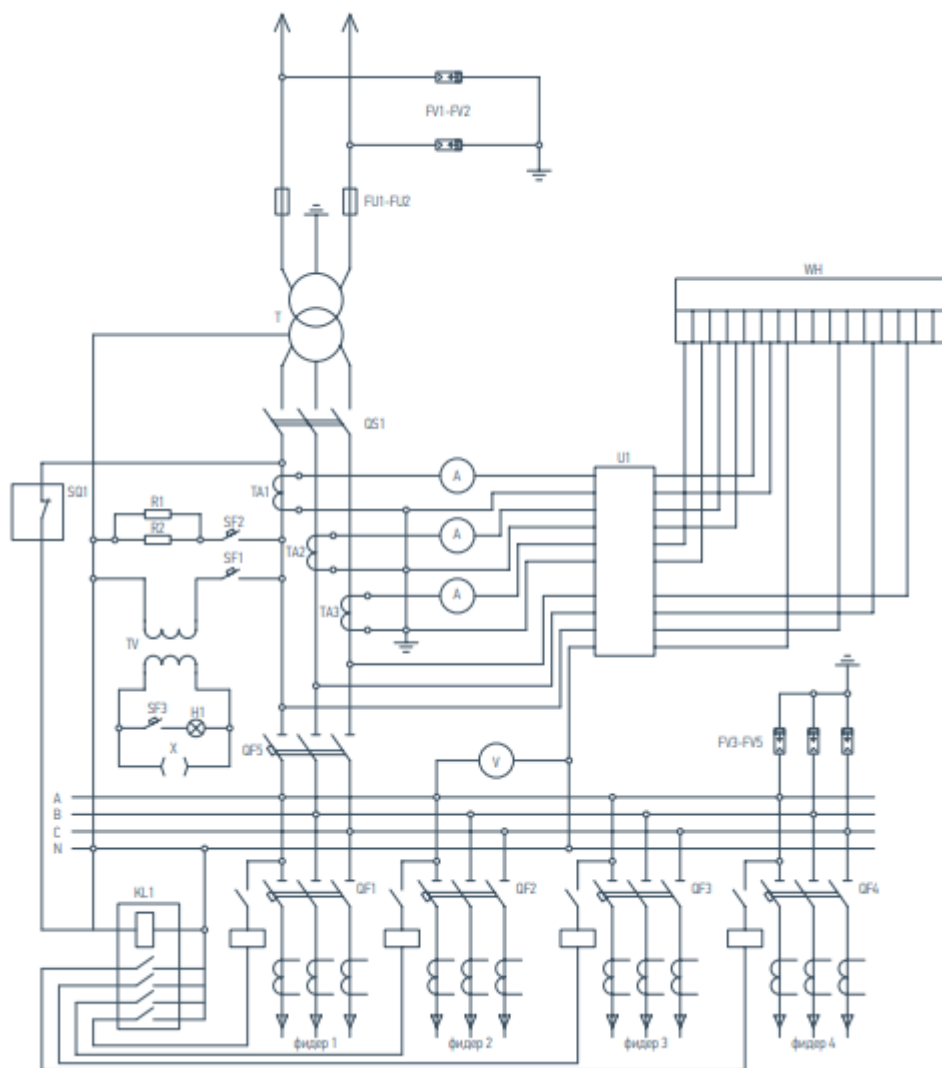


Рисунок 4.1 – Схема електрична принципова КТПЖ-27,5/0,4

#### 4.1 Розрахунок капіталовкладень в систему електропостачання

Розрахунок капіталовкладень в лінії електропередач виконуємо за вартістю кабелів та їх прокладання, які наведені в табл. 4.4 і табл. 4.5.

Капітальні вкладення для ліній електропередач:

$$K_{л} = (K_{пит} * n + K_{прок}) \cdot L, (4.1)$$

де  $K_{пит}$  - питома вартість на 1 км лінії, тис. грн./км;

$K_{прок}$  - питома вартість прокладання, тис. грн./км;

$L$  - довжина лінії електропередачі, км.

$n$  – кількість кабелів в траншеї, шт.

Визначимо вартість прокладання кабельної лінії від ГПП до цеху №1:

$$K_{л1} = (K_{пит} * n + K_{прок}) L = (7,5 * 1 + 2,44) * 0,05 = 0,497 \text{ тис.грн.}$$

Для решти ліній розрахунки виконуються аналогічно, результати розрахунків заносимо в табл. 4.4.

Таблиця 4.4 – Розрахунок капіталовкладень для ліній електропередач

Назва лінії	Марка кабелю	Кіл-ть	Довжина, км	$K_{пит}$ , тис.грн	$K_{прок}$ , тис.грн	$K_{л}$ , тис.грн
ГПП-цех№1	АВВГ 3х10	1	0,05	7,5	2,44	0,497
ГПП-цех№2	АВВГ 3х35	1	0,055	19,96	2,44	1,232
ГПП-цех№3	АВВГ 3х95	2	0,015	50,35	2,44	1,547
ГПП-цех№4	АВВГ 3х95	2	0,005	50,35	2,44	0,516
ГПП-цех№5	АВВГ 4х185	2	0,005	105,75	2,44	1,07
ГПП-цех№6	АВВГ 3х16	1	0,055	10,6	2,44	0,717
Всього						5,579

Капітальні вкладення для електричних підстанцій будуть:

$$K_{пс} = \sum_{i=1}^l K_{псі} + K_{пост}, (4.2)$$

де  $K_{псі}$  – вартість однієї трансформаторної підстанції, тис. грн.;

$K_{пост}$  - постійні витрати, що практично не залежать від потужності підстанції, тис. грн. Постійні витрати прийняти у розмірі 20 % від повної вартості всіх підстанцій.

Визначаємо величину капіталовкладень для трансформаторної підстанції:

$$K_{пс1} = 69,69 + 13,94 = 83,63 \text{ тис.грн.}$$

Відповідно сумарна величина капітальних вкладень в систему електропостачання підприємства.

$$K = 5,58 + 83,63 = 89,21 \text{ тис. грн.}$$

## 4.2 Розрахунок поточних витрат

### 4.2.1 Розрахунок потреби в робочій силі

Чисельність робітників, яка необхідна для технічного обслуговування і поточного ремонту всього енергоустаткування та мереж, визначається виходячи з трудомісткості виконуваних робіт. При цьому рекомендується скористатися нормативами системи планово-попереджувальних робіт промислових електричних мереж.

Трудомісткість технічного обслуговування не залежить від змінності роботи споживачів, тому планується в розмірі 10% від трудомісткості поточного ремонту всіх прокладених електромереж, а для мереж заземлення та заземлювальних пристроїв, поточний ремонт для яких не планується, у розмірі 3% від вказаної в таблиці трудомісткості капітального ремонту.

Планова трудомісткість, відповідно, визначається як, люд.-год./рік:

$$T = \Pi \cdot t_{\text{норм}} \cdot h, \quad (4.3)$$

де  $\Pi$  – кількість ремонтів даного виду за рік, на одиницю обладнання;

$t_{\text{норм}}$  – норма трудомісткості поточного ремонту або огляду, люд.-год.;

$h$  – кількість обладнання певного діапазону потужності, що належить до цього виду ремонтних робіт.

Для КТП – ДПР – 27,5/0,4 трудоємність поточного ремонту, люд.-год./рік:

$$T = 1 \cdot 14,622 \cdot 1 = 14,622.$$

Проведемо розрахунки трудомісткості ремонту повітряних ліній ДПР, їх результати зведено до табл. 4.5.

Слід зазначити, що норми тривалості міжремонтних періодів і пов'язана з ними розрахункова кількість ремонтів за рік, розроблені для енергоустаткування, яке працює в одну зміну, тобто при  $K_{\text{зм}}=1$ .

Планова трудомісткість технічного обслуговування кожної групи енергетичного устаткування і мереж складає, люд.-год./рік:

$$T_{\text{то}} = 12 \cdot t_{\text{пр}} \cdot K_{\text{ср}} \cdot K_{\text{зм}} \cdot h, \quad (4.4)$$

де 12 – кількість місяців у році;

$t_{\text{пр}}$  – планова (таблична) трудомісткість поточного ремонту одиниці устаткування люд.-год.;

$K_{\text{ср}}$  – коефіцієнт складності ремонту, який показує частку трудомісткості поточного ремонту, необхідну для технічного обслуговування одиниці енергетичного обладнання і мереж на кожен місяць планованого року, 1/міс,

$$K_{\text{ср}} = 0,1.$$

$h$  – кількість обладнання в групі, в даному випадку км лінії.

Для КТП ДПР 27,5 кВ, люд-год/рік:

$$T_{\text{то}} = 12 \cdot 14,622 \cdot 0,1 \cdot 1 = 17,55.$$

Проводимо розрахунки трудомісткості технічного обслуговування іншого електрообладнання та заносимо їх результати до табл. 4.5.

Таблиця 4.5 – Трудомісткість поточного ремонту та огляду

Обладнання	К-ть	Поточний ремонт			Технічне обслуговування			
		К-сть на одиницю облад. рем/рік	Норма трудомісткості люд.год.	Заг. трудомісткість люд.год.	К-сть на одиницю облад. огл/рік	Норма трудомісткості люд.год.	Коеф. складності	Заг. трудомісткість люд.год.
КТП ДПР	1	1	14,622	14,622	12	1,462	0,1	17,55
КЛ-0,38 кВ, км	0,275	1	35,44	9,746	1	35,44	0,1	0,975
Разом				24,368				18,525

Коли ремонтний персонал виконує тільки поточні ремонти, то його чисельність

$$N_{\text{пр}} = \frac{T_{\text{пр}}}{\Phi_{\text{д}} \cdot K_{\text{в.н}}}, \quad (4.5)$$

експлуатаційні робітники, чел.:

$$H_{обс} = \frac{T_{обс}}{\Phi_{обс} \cdot K_{в.н}}, \quad (4.6)$$

де  $T_{пр}$  – планова річна трудомісткість поточного ремонту, люд·год;

$\Phi_{д}$  – дійсний (ефективний) фонд часу роботи одного робітника за рік; приймається рівним 1850-1900 год;

$K_{вн}$  – плановий коефіцієнт виконання норм для даної категорії робітників. При розрахунках приймаємо для ремонтного персоналу  $K_{вн} = 1,10$ , а для експлуатаційного -  $K_{вн} = 1,05$ ;

$T_{обс}$  – річна планова трудомісткість технічного обслуговування, люд·год.

Знаходимо кількість ремонтних робітників, чол.:

$$H_{пр} = \frac{24.368}{1900 \cdot 1,1} = 0,012,$$

та персоналу для експлуатаційних робіт, чол.:

$$H_{обс} = \frac{18.525}{1900 \cdot 1,05} = 0,009.$$

Оскільки за ремонт і обслуговування пристроїв контактної мережі, зокрема ліній ДПР та обладнання КТП-27,5 кВ відповідає персонал ЕЧК, то приймаємо, що роботи і з поточного ремонту, і з технічного обслуговування та огляду виконують ті самі працівники, бригадою 2 чол. Тобто приймаємо кількість персоналу  $H = 2$  чол.

Розрахунок витрат по заробітній платі

На залізниці для розрахунку оплати праці робітників використовують погодинно-преміальну систему. Преміювання робітників здійснюється за безаварійну і надійну роботу енергообладнання та мереж, економію енергоресурсів, високоякісне і своєчасне виконання ремонтних робіт.

Величина премії може бути прийнята в розмірі 15-20%.

Фонд прямої заробітної плати для робітників з погодинно преміальною оплатою праці, розраховується за формулою, грн./рік:

$$\Phi_{год} = H_{обс} \cdot \beta_{н} \cdot t_{ге} \cdot \Phi_{д}, \quad (4.7)$$

Годинну тарифну ставку рекомендується розраховувати за формулою:

$$t_{ге} = (K3 + K4) / 2 \cdot C_I, \quad (4.8)$$

де K3, K4 – тарифні коефіцієнти III та IV розрядів, відповідно;

$C_I$  – годинна тарифна ставка, що відповідає I розряду, визначається за формулою:

$$C_I = \frac{Z_{\min} \cdot k_{r,i}}{\Phi_H}, \quad (4.9)$$

де  $Z_{\min}$  – мінімальний розмір заробітної плати;

$k_{r,i}$  – тарифний коефіцієнт робітника i-го розряду;

$\Phi_H$  – номінальний місячний фонд робочого часу ( $\Phi_H = 22 \cdot 8 = 176$  год).

$$C_I = 4723 \cdot 1 / 176 = 26,83 \text{ грн./год.}$$

Тоді годинна тарифна ставка 3,4 розряду становитиме:

$$t_{ге} = ((1,18 + 1,27) / 2) \cdot 26,83 = 32,87 \text{ грн./год.};$$

Заробітна плата робітників-погодинників:

$$\Phi_{\text{год}} = 2 \cdot 0,9 \cdot 32,87 \cdot 1900 = 112415,4 \text{ грн./рік};$$

Фонд основної заробітної плати, грн./рік:

$$\Phi_o = \Phi(1 + 0,05 + 0,01 + \alpha), \quad (4.12)$$

де  $\Phi$  – тарифний фонд,  $\Phi_{\text{год}}$  – фонд прямої заробітної плати, грн./рік;

0,01 – частка доплат за роботу у святкові дні;

0,05 – частка доплат за роботу в нічний час;

$\alpha$  – частка преміальних доплат для відповідної категорії робітників.

Величина основної заробітної плати для робітників:

$$\Phi_o = 112415,4 \cdot (1 + 0,05 + 0,01 + 0,2) = 141643,404 \text{ грн./рік},$$

Величина додаткової заробітної плати визначається в розмірі 15% від фонду основної заробітної плати. Тому сумарна величина фонду з врахуванням додаткової заробітної плати складе, грн./рік:

$$\Phi_{\text{од}} = \Phi_o \cdot 1,15; \quad (4.15)$$

$$\Phi_{\text{од}} = 141643,404 \cdot 1,15 = 162889,915 \text{ грн./рік};$$

Здійснюються нарахування на заробітну плату з метою утворення фонду соцстрахування. З даного фонду кошти витрачаються на виплату по

тимчасовій втраті працездатності, санаторно-курортні лікування й організацію відпочинку працівників, оздоровчі заходи для дітей працівників та інше.

Крім того, з заробітної плати здійснюються нарахування в пенсійний фонд та фонд зайнятості. Отже, витрати по заробітній платі ( $C_{зп}$ ) розраховуються так, грн./рік:

$$C_{зп} = \Phi_{об} \cdot \left(1 + \frac{\beta_{п} + \beta_{з} + \beta_{с}}{100}\right), \quad (4.16)$$

де  $\beta_{п}$  – нарахування в пенсійний фонд,  $\beta_{п} = 32\%$  ;

$\beta_{з}$  – нарахування у фонд зайнятості,  $\beta_{з} = 1,5\%$  ;

$\beta_{с}$  – нарахування на соціальне страхування,  $\beta_{с} = 1,5\%$  .

Розрахунок витрат по заробітній платі персоналу:

$$C_{зп} = 162889.915 \cdot \left(1 + \frac{32 + 1,5 + 1,5}{100}\right) = 219901.386 \text{ грн./рік};$$

Результати розрахунків витрат по заробітній платі зводимо в таблицю 4.6

Таблиця 4.6 – Розрахунок витрат по заробітній платі

Показник		Заробітна плата	
$\Phi_{с}$	Заробітна плата персоналу	112415,4	грн.
$\Phi_{о}$	Величина основної ЗП персоналу	141643,404	грн.
$\Phi_{од}$	Основний фонд ЗП персоналу	162889,915	грн.
$C_{зп}$	Витрати по ЗП персоналу	219901,386	грн.

#### 4.2.2 Планування вартості матеріалів, що витрачаються

Розрахунок кількості основних матеріалів потрібної на рік для всіх видів ремонтів і технічного енергетичного обслуговування мереж та устаткування розробляється на основі трудомісткості та діючих норм витрат матеріалів (табл. 2.19) [16]. Необхідні дані для розрахунку беремо з табл. 2.19 та 2.20 [16], результати розрахунків заносимо до таблиці 4.7.



Таблиця 4.7 – Розрахунок вартості матеріалів, що включені у норму

витрат

Матеріал	Ціна матеріалу, грн.	Норми витрат матер. на 100 люд.-год. трудомісткості ремонту і тех. обслуговування	Вартість матеріалу, грн.
Силові трансформатори		1000	1000
Сталь сортова, кг	13,484	5	67,42
Провід установлюваний, м	5,594	1	5,594
Мідь-алюміній (гола), кг	125,55	36	4519,8
Картон електроізоляційний, кг	60,534	1,2	72,6408
Лакотканина (ширина 700мм), м	167,886	0,15	25,1829
Кабельний папір, кг	49,51	0,5	24,755
Стрічка кіперна, кг	605,34	25	15133,5
Стрічка нафтяна, кг	449,72	12	5396,64
Стрічка азбестова, м	1321,38	0,04	52,8552
Лаки ізоляційні, кг	72,414	0,8	57,9312
Емалі ґрунтові, кг	79,434	2	158,868
Масло трансформаторне, кг	24,543	0,3	7,3629
Бензин, кг	22,08	0,6	13,248
Розчинники, кг	35,095	0,7	24,5665
Маслостійка гума, кг	90,018	0,3	27,0054
Гума профільна, кг	90,018	0,12	10,80216
Припій олов'яно-свинцевий, кг	857,304	0,02	17,14608
Припій мідно-фосфорний, кг	159,516	0,02	3,19032
Електроди, кг	29,592	0,1	2,9592
Засоби кріплення, кг	37,692	1,5	56,538
Дріт кручений,	4,914	0,12	0,58968
Матеріали обтиску, кг	49,086	0,3	14,7258
<b>Разом</b>			25693,32
Кабельні лінії			
Сталь сортова, кг	13,484	2	26,968
Електроди, кг	29,614	0,1	2,962
<b>Разом</b>			29,93

Вартість матеріалу на технічну операцію:

$$C_M = 0,01 \times \left( \sum_{i=1}^n C_{0i} \cdot T_i + L \cdot C_{л0} \right), \quad (4.17)$$

де  $C_{0i}$  – питома вартість витратних матеріалів на обслуговування  $i$ -го виду трансформаторів,

$T_i$  – трудомісткість обслуговування  $i$ -го виду трансформаторів,

$L$  – сумарна довжина кабелів,

$C_{Л0}$  – питома вартість матеріалів на обслуговування кабелів.

Отже, вартість матеріалів, потрібних на ремонт:

$$C_{\text{мпр}} = 0,01 \cdot (25693,32 \cdot 14,622 + (9,746 \cdot 29,93)) = 3759,795 \text{ грн/рік};$$

і вартість матеріалів, потрібних на технічне обслуговування:

$$C_{\text{мто}} = 0,01 \cdot (25693,32 \cdot 17,55 + 0,975 \cdot 29,93) = 4509,47 \text{ грн/рік}.$$

Тому, можна розрахувати витрати на поточний ремонт та обслуговування електроустановок і мереж, тис. грн/рік:

$$C_{\text{обс}} = C_{\text{зп}} + C_{\text{мто}} + C_{\text{мпр}}, \quad (4.18)$$

$$C_{\text{обс}} = 219901,386 + 3759,795 + 4509,47 = 228170,651 \text{ грн/рік};$$

#### 4.2.3 Визначення амортизаційних відрахувань і інших витрат

Знаходимо амортизаційні відрахування за формулою:

$$C_a = a \cdot K, \quad (4.19)$$

де  $a$  – норма амортизації, %

$K$  – капіталовкладення, грн.

$$C_a = 0,06 \cdot 89210 = 5352,6 \text{ грн/рік}.$$

Інші витрати включають витрати на допоміжні матеріали, послуги виробничим підрозділам підприємства, частину загальнозаводських витрат. Їх можна приймати в розмірі 20 - 30% від суми витрат на обслуговування, поточний ремонт і амортизацію, тис. грн/рік:

$$C_{\text{іп}} = \beta_{\text{іп}} (C_{\text{обс}} + C_a); \quad (4.20)$$

де  $\beta_{\text{іп}}$  – коефіцієнт відрахувань на інші витрати.

$$C_{\text{іп}} = 0,25 \cdot (228170,651 + 5352,6) = 58380,813 \text{ грн/рік}.$$

Після розрахунку всіх елементів витрат, необхідних для передачі і розподілу електроенергії, зводимо їх в таблицю 4.8.

Таблиця 4.8 – Річний кошторис поточних витрат

Стаття витрат	Величина витрат, грн.	Структура, % до підсумку
Витрати на поточний ремонт та експлуатацію	228170,651	78,15
Амортизаційні витрати	5352,6	1,85
Інші витрати	58380,813	20
Разом	291904,064	100

Для визначення повної потреби підприємства в електроенергії необхідно до отриманого результату додати втрати електроенергії в лініях і трансформаторах.

Втрати електричної енергії в лініях розраховуємо таким чином:

$$\Delta E_{\text{л}} = 3 \cdot n \cdot I_{\text{м}}^2 \cdot R \cdot \tau \cdot 10^{-3}, \quad (4.22)$$

де  $I_{\text{м}}$  – максимальний струм у лінії, А;

$\tau$  – час максимальних втрат, год./рік.

$R$  – активний опір проводу або кабелю однієї фази, Ом;

$n$  – кількість кабелів в лінії.

$$R = r_0 \cdot L, \quad (4.23)$$

де  $r_0$  – питомий опір однієї фази кабелю, Ом / км (див. табл. 2.25 [16]),

Величина  $\tau$  визначається за часом використання максимального навантаження  $T_{\text{м}}$  :

$$\tau_{\text{м}} = \left( 0,124 + \frac{T_{\text{м}}}{10000} \right)^2 \cdot 8760 = \left( 0,124 + \frac{3000}{10000} \right)^2 \cdot 8760 = 1574.84 \text{ год.}, \quad (4.24)$$

Для лінії ГПП –цех №1:

Активний опір однієї фази кабелю від ГПП до цеху №1:

$$R = 3,840 \cdot 0,05 = 0,192 \text{ Ом.}$$

Відповідно втрати електроенергії в лінії ГПП –цех №1:

$$\Delta E_{л} = 3 \cdot 1 \cdot 6,08^2 \cdot 0,192 \cdot 1574,84 \cdot 10^{-3} = 33,533 \text{ кВт}\cdot\text{год./рік.}$$

Розрахунок втрат електроенергії в інших лініях виконуємо аналогічно, а результати заносимо до табл. 4.9.

Таблиця 4.9 – Втрати електроенергії в лініях

Лінія	Марка кабелю	К-сть	Довжина, км	$I_M$ , А	R, Ом	$\tau$ , год./рік	R <sub>пит</sub> , Ом/км	$\Delta E_{л}$ , кВт·год.
ГПП –цех №1	АВВГ 3х10	1	0,05	6,08	0,192	1574,84	3,84	199,87
ГПП –цех №2	АВВГ 3х35	1	0,055	18,86	0,061	1574,84	1,1	102,52
ГПП –цех №3	АВВГ 3х95	2	0,015	47,3	0,006	1574,84	0,405	126,84
ГПП –цех №4	АВВГ 3х95	2	0,005	43,51	0,002	1574,84	0,405	35,78
ГПП –цех №5	АВВГ 4х185	2	0,005	101,71	0,011	1574,84	0,208	1075,25
ГПП –цех №6	АВВГ 3х16	1	0,055	7,76	0,132	1574,84	2,4	37,56
Разом								1577,82

Втрати електроенергії в трансформаторах визначають за формулою, тис. кВт·год./рік:

$$\Delta E_T = n \cdot \Delta P_{xx} \cdot T_p + \frac{1}{n} \cdot \Delta P_{кз} \cdot \left( \frac{S_{\phi}}{S_H} \right)^2 \cdot \tau, \quad (4.25)$$

де n - кількість трансформаторів;

$\Delta P_{кз}$  і  $\Delta P_{xx}$  – величини номінальних втрат у трансформаторах, відповідно, при короткому замиканні і холостому ході, кВт;

$T_p$  - час роботи трансформаторів, год./рік (приймається рівним 8760 год./рік);

$S_{\phi}$  - фактична потужність, яка передається через трансформатори, кВА;

$S_H$  - номінальна потужність одного трансформатора, кВА.

Відповідно втрати енергії в трансформаторах КТП-1:

$$\Delta E_T = 1 \cdot 1 \cdot 8760 + (1/1) \cdot 6.6 \cdot \left( \frac{274.34}{400} \right)^2 \cdot 1574.84 = 13670.62 \text{ Вт}\cdot\text{год./рік.}$$

Загальна потреба підприємства в електроенергії, кВт·год./рік:

$$E = E_a + \Delta E_{\text{л}} + \Delta E_T, \quad (4.26)$$

$$E = 664320 + 1577.82 + 13670.62 = 679568.44 \text{ кВт}\cdot\text{год./рік.}$$

Оплата за електроенергію при одноставковому тарифі визначається як:

$$\Pi_1 = v \cdot E / 100, \text{ грн.}, \quad (4.27)$$

де  $v$  – ставка тарифу за 1 кВт·год споживаної активної електроенергії, грн.;

$E$  – кількість енергії, що споживається, врахована по лічильнику.

$$\Pi_1 = 2,09 \cdot 679568,44 / 100 = 14202,99 \text{ тис.грн.}$$

#### 4.2.4 Розрахунок собівартості електроенергії

Собівартість корисної, споживаної підприємством кіловат-години електроенергії, коп./кВт·г:

$$S = \frac{C_{\text{сум}} \cdot 100}{E_a}, \quad (4.28)$$

де  $C_{\text{сум}}$  – величина сумарних витрат підприємства на електроенергію, тис.грн/рік;

$E_a$  – річна кількість корисно споживаної підприємством електроенергії, тобто без врахування втрат у лініях і трансформаторах, кВт·год./рік.

Підприємства, котрі споживають електричну енергію від залізниці, з одного боку, оплачують кількість отриманої енергії за тарифом, а з другого – покладають на себе додаткові витрати при передачі та розподілі електроенергії від мережі залізниці до цехових споживачів. Тому, загальні (сумарні) річні витрати підприємства на електроенергію будуть складати, тис. грн./рік:

$$C_{\text{сум}} = \Pi + C_{\text{п}}, \quad (4.29)$$

де  $\Pi$  – оплата за спожиту електроенергію;

$C_{\pi}$  – річні витрати підприємства при передаванні електроенергії.

Річні витрати промислового підприємства, зв'язані з передаванням і розподілом електричної енергії були розраховані в таблиці 4.8,  
 $C_{\pi} = 291904,064$  грн/рік.

Сумарні витрати:

$$C_{\text{сум}} = 14202,99 + 291904,064 = 306107,054 \text{ грн/рік.}$$

Отже, собівартість електроенергії

$$S = \frac{306107,054 \cdot 100}{664320} = 46,079 \text{ коп./кВт}\cdot\text{год.}$$

Для наочності результати розрахунків зведено в таблицю 4.10.

Таблиця 4.10 – Результати розрахунків вартості електроенергії

Показники	Позначення	Величина показників
Кількість корисно спожитої електроенергії, кВт·год.	$E_a$	664320
Річне споживання електроенергії із втратами, кВт·год.	$E$	679568,44
Плата за електроенергію, грн.	$\Pi_1$	14202,99
Витрати на передачу і розподіл електроенергії, грн.	$C_{\pi}$	291904,064
Сумарні витрати підприємства, грн.	$C_{\text{сум}}$	306107,054
Собівартість електроенергії, коп/кВт·год.	$S$	46,079

Висновок:

Виконано розрахунок основних техніко-економічних показників СЕП ПП «Корунд» і розраховано собівартість електроенергії для даного підприємства, що живиться від залізниці.

## 5 ОХОРОНА ПРАЦІ ТА БЕЗПЕКА В НАДЗВИЧАЙНИХ СИТУАЦІЯХ

У даній магістерській роботі розробляються заходи з підвищення якості електропостачання нетягових споживачів ВП «Жмеринська дистанція електропостачання» ДТГО ПЗЗ.

Згідно ГОСТ 12.003-74, при обслуговуванні електротехнічним оперативно-ремонтним персоналом енергетичного обладнання, яке встановлено на Жмеринській дистанції електропостачання, існують наступні шкідливі та небезпечні фактори.

Фізичні:

- підвищена та понижена температура повітря робочої зони;
- підвищена та понижена рухомість повітря;
- підвищена та понижена вологість повітря;
- підвищена запиленість та загазованість повітря робочої зони;
- нестача природного освітлення;
- підвищений рівень шуму;
- підвищений рівень вібрації;
- небезпечний рівень напруги в електричному колі, замикання якого може виникнути через тіло людини.

Хімічні:

по характеру дії на організм людини:

- токсичні (вуглець);

по шляху проникнення в організм людини через:

- органи дихання;
- шкірні покриви і слизові оболонки;

Психофізіологічні:

- фізичні перевантаження (динамічні);
- нервово-психічні перевантаження (монотонність праці, емоційні перевантаження).

## 5.1 Технічні рішення з безпечної експлуатації козлового крана

Живлення силового обладнання та системи освітлення здійснюється від чотирихпровідної 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 цехах підвищеної вологості. Технічні рішення щодо запобігання електротравмам:

1) Для запобігання електротравм від контакту з нормально-струмовідними елементами електроустаткування, необхідно:

- розміщувати неізольовані струмовідні елементи в окремих приміщеннях з обмеженим доступом, у металевих шафах;

- використовувати засоби орієнтації в електроустаткуванні - написи, таблички, попереджувальні знаки;

- підвід кабелів до споживачів здійснювати у закритих конструкціях підлоги;

2) При живленні однофазних споживачів струму від трипровідної мережі при напрузі до 1000 В використовується нульовий захисний провідник. При його використанні пробій на корпус призводить до КЗ. Спрацьовує захист від КЗ і пошкоджений споживач відключається від мережі.

Згідно з вимогами нормативів, повинна бути забезпечена необхідна кратність струму К.З. залежно від типу запобіжного пристрою, повинна бути забезпечена цілісність нульового захисного провідника.

3) Електрозахисні засоби захисту

Персонал, який обслуговує електроустановки, повинен бути забезпечений випробуваними засобами захисту. Перед застосуванням засобів захисту персонал зобов'язаний перевірити їх справність, відсутність зовнішніх пошкоджень, очистити і протерти від пилу, перевірити за штампом



дату наступної перевірки. Користуватися засобами захисту, термін придатності яких вийшов, забороняється.

Використовуються основні та допоміжні електрозахисні засоби. Основними електрозахисними засобами називаються засоби, ізоляція яких тривалий час витримує робочу напругу, що дозволяє дотикатися до струмопровідних частин, які знаходяться під напругою. До них відносяться (до 1000В): ізолювальні штанги; ізолювальні та струмовимірювальні кліщі; покажчики напруги; діелектричні рукавиці; слюсарно-монтажний інструмент з ізольованими ручками.

Додатковими електрозахисними засобами називаються засоби, які захищають персонал від напруги дотику, напруги кроку та попереджають персонал про можливість помилкових дій. До них відносяться (до 1000 В): діелектричні калоші; діелектричні килимки; переносні заземлення; ізолювальні накладки і підставки; захисні пристрої; плакати і знаки безпеки.

Обладнання повинно бути надійно заземлене. Справність і опір контуру заземлення один раз на рік перевіряється.

Всі обертові частини механізму повинні мати добре закріплену огорожу. Забороняється виконувати всі види ремонту під час роботи установки.

Для надання першої медичної допомоги при нещасних випадках повинна бути аптечка з набором необхідних перев'язочних матеріалів та медикаментів.

Під час роботи, пов'язаної з дотиком до струмовідних частин електродвигуна, що обертаються, і механізму, який вони приводять в рух, необхідно зупинити двигун і на його пусковому пристрої або ключі керування, якщо можливе обертання електродвигунів від з'єднаних з ним механізмів, слід зачинити і замкнути на замок засуви і шибери цих механізмів, а також вивісити плакат «Не вмикати! Працюють люди».

Забороняється знімати огороження тих частин електродвигунів, що обертаються під час їх роботи.

Під час роботи електродвигунів заземлення може бути встановлене на будь-якій ділянці кабельної лінії, що з'єднують електродвигуни з РУ (збіркою). Під час роботи на механізмі, не пов'язаної з доторканням до частин, що обертаються, і у випадку роз'єднання з'єднувальної муфти, заземлювати кабельну лінію не слід.

На однотипних або близьких за габаритом електродвигунах, встановлюють поряд з тим, на якому проводять роботи, слід вивісити плакат «Стій! Напруга» незалежно від того, чи перебувають вони у роботі чи у резерві.

## 5.2 Технічні рішення з гігієни праці і виробничої санітарії

### 5.2.1 Мікроклімат

Мікроклімат приміщення, зокрема кабіни кранівника мостового крана – це сукупність фізичних параметрів повітря в виробничому приміщенні, які діють на людину в процесі праці на її робочому місці, в робочій зоні.

Параметри мікроклімату характеризуються такими показниками: температурою повітря і відносною вологістю повітря, швидкістю його переміщення, потужністю теплових випромінювань. При цьому слід розрізняти оптимальні та допустимі мікрокліматичні умови.

Оптимальні параметри мікроклімату за технологічними вимогами забезпечити неможливо по технічним та економічним причинам, тому встановлюються допустимі параметри.

Допустимі величини показників мікроклімату встановлюють тоді, коли за технологічними умовами, технічними і економічними причинами не забезпечуються оптимальні норми. Допустимі мікрокліматичні умови - поєднання кількісних показників мікроклімату, які при тривалому та систематичному впливові на людину можуть викликати скороминучі зміни, що швидко нормалізують тепловий стан організму, і які супроводжуються напруженням механізмів терморегуляції, не виходячи за межі фізіологічних

приспосувальних можливостей. При цьому виникає пошкодження або порушення стану здоров'я, але можуть спостерігатися дискомфортні тепловідчуття, погіршення самопочуття та зниження працездатності.

Крім того, між людиною та навколишнім середовищем відбуваються процес безперервного теплового обміну, при цьому слід враховувати, що незалежно від температури навколишнього середовища (влітку сонце нагріває кабінку оператора крану до температури 50-60 °С, а взимку до 0 °С) температура людини залишається постійною - 36,5-37 С. вологість в свою чергу значно впливає на терморегуляцію організму людини.

Нормуються параметри мікроклімату в виробничих приміщеннях та гранично допустимі концентрації шкідливих речовин в повітрі робочої зони. Тяжкість роботи розділяється на категорії залежно від загальних енерговитрат організму, ккал/с (Вт). Робота кранівника відноситься до легкої фізичної роботи категорія Іа, бо людина-оператор практично весь свій робочий день проводить сидячи. Параметри мікроклімату в кабінці крану наведено в таблиці 5.1.

Таблиця 5.1 - Нормування параметрів мікроклімату

Період року	Категорія робіт	Температур а, °С	Відносна вологість	Швидкість руху
Теплий	Іа	22-28	55 при 28°С	0,1-0,2
Холодний	Іа	21-25	75 при 25°С	Не більше 0,1

Для забезпечення необхідних за нормативами параметрів мікроклімату на робочому місці оператора крану передбачається:

- В холодну пору року використання калорифера;
  - В літню пору застосування кондиціонерів та вентиляторів обдуву;
- Провітрювання кабінки.

### 5.2.2 Склад повітря робочої зони

Забруднення повітря робочої зони регламентується концентраціями (ГДК) в мг/м. В умовах роботи на граничнодопустимих концентраціях можливими забруднювачами повітря робочої зони на залізничній станції можуть бути пил та шкідливі гази, їх ГДК наведено в таблиці 5.2.

Таблиця 5.2 - Гранично допустимі концентрації шкідливих речовин у повітрі ' робочої зони в кабіні оператора крана

Назва речовини	ГДК, мг/м <sup>3</sup>		Клас небезпечності
	Максимально разова	Середньо добова	
Вуглець (окис СО)	3	1	4
Пил нетоксичний	0,5	0,15	4
Сажа	0,15	0,15	3

Для забезпечення складу повітря робочої зони передбачено:

Провітрювання кабіни кранівника;

Цілісність конструкції кабіни та вікон для перешкоджання попадання пилу в приміщення кабіни під час роботи крану;

Встановлення пиловловлюючих засобів.

### 5.2.3 Виробниче освітлення

Раціональне освітлення - один з основних факторів створення сприятливих робочих умов праці. Недостатнє освітлення викликає передчасне стомлення працюючих, знижує продуктивність праці, може стати причиною нещасного випадку.

Для забезпечення найбільш сприятливих умов зорової праці нормують мінімальну освітленість на найбільш темній ділянці робочої поверхні.

При періодичному нагляді за ходом виробничого процесу на станції освітленість повинна складати не менше 50 лк. Оскільки в приміщенні знаходяться вимірювальні прилади та система управління, то освітленість

повинна складати 300 лк. Рівень аварійного освітлення складає 15% освітленості основної роботи.

Приміщення кабіни оператора забезпечене природним освітленням в денний проміжок часу але ввечері постає проблема в штучному освітленні.

Для забезпечення найбільш сприятливих умов зорової праці нормуємо освітлення на робочому місці в кабіни. Кабіна відноситься до IV розряду зорової праці, тобто розряду середньої точності. Наведено норми при штучному та комбінованому освітленні в таблиці 5.3.

Таблиця 5.3 - Норми освітлення робочих поверхонь у виробничих приміщеннях.

Характеристики зорової роботи		Малої точності
Мінімальний розмір об'єкту розпізнавання, мм		Від 1 до 5
Розряд зорової роботи		V
Підрозряд зорової роботи		б
Контраст об'єкта розпізнавання з фоном		Середній
Освітленість	Загальне	150
Штучне освітлення	Комбіноване	200

В приміщенні кабіни, особливо в зимовий період, коли світлий день досить короткий, природнього освітлення може бути недостатньо, тому використовується місцеве штучне освітлення (таблиця 5.4). Штучне освітлення здійснюється світлодіодними лампами.

Таблиця 5.4 - Вибір освітлюваного пристрою

Тип світильника	Лампа світлодіодна
Світло розподілення	Несиметричне
Потужність ламп, Вт	До 200

Згідно [10]: характер зорової роботи - середня точність; розряд - IV; бокове значення коефіцієнта природної освітленості, %: природне 1,5, суміщене 0,9.

$$e_N = e_H \cdot m_N, (5.1)$$

де  $m_N$  - коефіцієнт світлового клімату,  $m_N = 0,9$ .

$$e_N = 1,5 \cdot 0,9 = 1,4\%.$$

Для забезпечення нормативного значення  $e_N$  передбачено:

- використання додаткового штучного освітлення, а саме ламп розжарювання;
- необхідна кількість природного світла (великі вікна);
- для підтримки постійної освітленості повинно бути організовано систематичне, не рідше двох разів на місяць, очищення арматури світильників і ламп від пилу та бруду, а в приміщеннях із значним виділенням пилу, диму та кіптяви - не рідше чотирьох разів на місяць згідно з графіком.

#### 5.2.4 Виробничий шум

Рівень звуку вимірюється в децибелах і визначається по формулі 5.2:

$$L = 20 \cdot \lg \left( \frac{P}{P_0} \right) = 20 \cdot \lg \left( \frac{U}{U_0} \right), (5.2)$$

де  $L$  - рівень шуму, дБ;

$P$  - звуковий тиск, Па;

$U_0$  - коливальна швидкість,  $5 \cdot 10^{-8}$  м/с;

$P_0$  - нульове значення звукового тиску на нижньому порозі чутності в октавній смузі зі середньгеометричною частотою 1000 Гц, умовно прийняте рівним  $2 \cdot 10^{-5}$  Па.

Для відносної логарифмічної шкали в якості нульових рівнів обрані показники, що характеризують мінімальний поріг сприйняття звуку людським вухом на частоті 1000 Гц. Нормативним документом, який регламентує рівні шуму для різних категорій робочих місць службових приміщень, є «ССБТ. Шум Загальні вимоги безпеки».

Таблиця 5.5 .- Рівень звукового тиску

Характер робіт	Допустимі рівні звукового тиску (дБ) в стандартизованих октавних смугах з середньгеометричними частотами, Гц								
	32	63	125	250	500	1000	2000	4000	8000
Постійні робочі місця в промислових приміщеннях	107	95	87	82	78	75	73	71	69

Шум порушує нормальну роботу шлунка, особливо впливає на центральну нервову систему. Для забезпечення допустимих параметрів шуму в приміщенні, проектом передбачено засоби колективного захисту: акустичні, архітектурно-планувальні й організаційно-технічні.

Засоби боротьби із шумом в залежності від числа осіб, для яких вони призначені, поділяються на засоби індивідуального захисту і на засоби колективного захисту - «ССБТ. Засоби індивідуального захисту органів слуху. Загальні технічні умови і методи випробувань» і «Засоби і методи захисту від шуму. Класифікація».

Для зниження шуму в приміщенні, необхідно:

- безпосередньо біля джерел шуму використовувати звукопоглинаючі матеріали для покриття стелі, стін, застосовувати підвісні звукопоглиначі.

- для боротьби з вентиляційним шумом потрібно застосовувати мало шумові вентилятори.

### 5.2.5 Виробнича вібрація

Вібрація відноситься до факторів, які мають велику біологічну активність. Як загальна, так і локальна вібрація несприятливо впливає на організм людини, викликає зміну у функціональному стані вестибулярного апарату, центральної нервової, серцево-судинної систем, погіршує самопочуття та може призвести до розвитку професійних захворювань.

У приміщеннях системи енергопостачання присутня вібрація типу - За. Тобто технологічна вібрація діюча на персонал цеху, або яка передається на робочі місця, не маючи джерел випромінювання.

Джерелами вібрацій в умовах, що розглядаються в проекті, являються установка купажу води та лінія розливу води, які відносяться до типу загальної вібрації.

Основні параметри вібрації, такі як середньоквадратичне значення віброприскорення та віброшвидкості, логарифмічні рівні приведені у таблиці 5.6.

Таблиця 5.6 - Середньоквадратичні значення віброприскорення та віброшвидкості

Категорія вібрації по санітарним нормам	Напрямок дії	Нормативні, корекційовані по частоті та еквівалентні корекційовані значення			
		Віброприскорення		Віброшвидкість	
		м·с <sup>-2</sup>	ДБ	м·с <sup>-2</sup> ·10 <sup>-2</sup>	ДБ
Загальні	Z <sub>0</sub> , Y <sub>0</sub> , X <sub>0</sub>	0,1	100	0,2	92

Для зменшення дії вібрацій на працюючих проектом передбачено:

-динамічне погашення вібрації - приєднання до захисного об'єкту системи, реакції якої зменшують розмах вібрації об'єкта в точках приєднання системи;

- зміна конструктивних елементів машин;
- застосування засобів індивідуального захисту, а саме рукавиці, вкладиші і прокладки, віброзахисне взуття з пружнодемпферуючим низом.

### 5.2.6 Психофізіологічні фактори

Психофізіологічні фактори вибираються відповідно з Гігієнічною класифікацією праці за показниками шкідливості та небезпечності факторів виробничого середовища, важкості та напруженості трудового процесу,



затвердженої Наказом Міністерства охорони здоров'я № 528 від 27 грудня 2001 року.

Фізичні навантаження.

Робоча поза: Вільна зручна поза, можливість зміни пози (сидячи, стоячи) за бажанням працівника. Знаходження в позі стоячи до 40% часу зміни. Сумарна маса вантажів, що переміщуються протягом кожної години зміни: з робочої поверхні (чоловіки): до 250. Нахили корпусу (вимушені, більше 30), кількість за зміну: до 50. Переміщення у просторі (переходи, обумовлені технологічним процесом протягом зміни), км. По горизонталі: до 4. По вертикалі: до 2.

Інтелектуальні навантаження: Відсутня необхідність прийняття рішення. Зміст роботи: Сприймання сигналів, але без потреби в корекції дій, Обробка та виконання завдання, Робота за індивідуальним планом. Сенсорні навантаження: Тривалість зосередженого спостереження (в % від часу зміни) до 25. Щільність сигналів (світлових, звукових) та повідомлень в середньому за годину роботи до 75. Кількість виробничих об'єктів одночасного спостереження до 5. Навантаження на зоровий аналізатор (Спостереження за екранами відеотерміналів (годин на зміну) до 2. Навантаження на слуховий аналізатор (при виробничій необхідності сприйняття мови чи диференційованих сигналів) Розбірливість слів та сигналів від 100% до 90%. Навантаження на голосовий апарат (сумарна кількість годин, що наговорюються протягом тижня) до 16.

Емоційне навантаження: Ступінь відповідальності за результат своєї діяльності. Значущість помилки – несе відповідальність за виконання окремих елементів завдання. Вимагає додаткових зусиль в роботі з боку працівника. Ступінь ризику для власного життя – Виключений. Ступінь відповідальності за безпеку інших осіб – Виключений. Монотонність навантажень: Кількість елементів (прийомів), необхідних для реалізації простого завдання або в операціях, які повторюються багаторазово більше 10. Тривалість виконання простих виробничих завдань чи операцій, що

повторюються (сек.) більше 100. Монотонність виробничої обстановки (час пасивного спостереження за технологічним процесом в % від часу зміни) менше 75.

Режим праці: Фактична тривалість робочого дня (год.) 6–7. Змінність роботи Однозмінна робота (без нічної зміни). Наявність регламентованих перерв та їх тривалість Перерви регламентовані, достатньої тривалості 7% і більше часу зміни

### 5.3 Безпека в надзвичайних ситуаціях

Дослідження безпеки роботи СЕП нетягових споживачів відокремленого підрозділу «Жмеринська дистанція електропостачання» в умовах дії загрозливих чинників надзвичайних ситуацій.

Забезпечення безпеки роботи системи електропостачання нетягових споживачів відокремленого підрозділу «Жмеринська дистанція електропостачання» у НС базується на комплексі організаційних, інженерно-технічних заходів і засобів, спрямованих на збереження її працездатності в умовах дії загрозливих чинників. Для цього необхідно: прогнозувати та оцінити можливі наслідки; заздалегідь спланувати заходи із запобігання та зменшення вірогідності виникнення НС і скорочення масштабів прояву результатів НС; організація робіт в умовах НС та ліквідація її наслідків.

Вплив іонізуючих випромінювань ( $\alpha$ ,  $\beta$ ,  $\gamma$ ) на матеріали і деталі обладнання СЕП нетягових споживачів відокремленого підрозділу «Жмеринська дистанція електропостачання» залежить від виду випромінювання, дози та умов навколишнього середовища. В обладнанні застосовуються елементи, до складу яких входять такі матеріали: метали, неорганічні матеріали, провідники і різноманітні органічні сполуки (діелектрики, смоли і т.д.). Серед цих матеріалів метали найбільш чутливі до впливу іонізуючих випромінювань, оскільки їм властива висока концентрація вільних носіїв. Відомо, що іонізуючі випромінювання

викликають зворотні і незворотні процеси, внаслідок яких можуть відбуватися порушення роботи електричних елементів схеми, що призводять до виходу з ладу апаратури. Так, проходячи через елементи, потік гамма-випромінювань створює в них вільні носії електричних зарядів, в результаті переміщення яких виникає помилковий імпульс, який призводить до спрацьовування пристрою. В результаті опромінення у транзисторах змінюється обернений струм і коефіцієнт підсилення, у конденсаторах знижуються напруги пробую та опір стікання, змінюється провідність і внутрішній нагрів; руйнується електрична ізоляція дротів тощо. [24]

Для інженерної практики найбільший інтерес представляє оцінка безпеки системи захисту роботи СЕП при впливі на її компоненти іонізуючих випромінювань протягом певного часу.

Найбільш піддаються впливу електромагнітного імпульсу (ЕМІ) системи електропостачання, зв'язку, сигналізації і керування. ЕМІ ушкоджують напівпровідниковим приладам, резисторам, конденсаторам та представляє велику небезпеку для обладнання СЕП добре захищеної від впливу інших вражаючих факторів. Тому слід пам'ятати, що апаратура може втратити працездатність, знаходячись у надійних захисних спорудженнях [25].

5.3.1 Дослідження безпеки роботи системи електропостачання нетягових споживачів відокремленого підрозділу «Жмеринська дистанція електропостачання» в умовах дії іонізуючих випромінювань.

Максимально допустимі значення потужності дози  $\gamma$ -випромінювань для вище перерахованих елементів наведені в таблиці 5.7.

Таблиця 5.7 - Максимально допустимі потужності дози СЕП.

№	Блок	Елементи системи	$P_{гр,i}$ (Р/год)	$P_{гр}$ (Р/год)
1	БЖ	Транзистори КТ3102В	$10^5$	$10^4$
		Діоди загального призначення	$10^5$	
2	БУ	Конденсатори SMD1206, 16V	$10^6$	
		Резистори SMD1206 0,125 - 10кОм	$10^6$	
3	УМПК	Мікросхеми PIC16F877	$10^4$	
		Діелектрики GTP15	$10^4$	

1. За мінімальним значенням  $p_{гр}$  (див. табл. 5.1) межа безпеки роботи СЕП складає  $p_{гр} = 10^4$  (Р/год).

2. Для дослідження безпеки роботи підрозділу СЕП визначається граничне значення потужності дози гамма-випромінювання ( $p_{гр}$ ) за наступною формулою 4.3:

$$P_{зр} = K \times p_{зр} \times K_n, \quad (5.3)$$

де:  $K$  – коефіцієнт надійності,  $K = 0,9..0,95$ ;

$p_{гр}$  – рівень радіації, що відповідає початку зворотних змін у найменш стійкого елемента;

$K_{пос}$  – коефіцієнт послаблення радіації ( $K_{пос} = 2$ ),

$$P_{гр} = 0,95 \times 10^4 \times 2 = 1,9 \times 10^4 \text{ (Р/год)},$$

1. З вище наведених розрахунків можна зробити висновок, що безпека роботи системи електропостачання в умовах дії іонізуючих випромінювань буде забезпечуватись, якщо радіація в умовах експлуатації не перевищуватиме  $P_{гр} = 1,9 \times 10^4$  (Р/год).

2. Розрахуємо допустимо максимальний час перебування обладнання системи захисту в умовах дії іонізуючих випромінювань:

$$D_m = \frac{2P_{зр}(\sqrt{t_K^2} - \sqrt{t_{II}^2})}{1}, \quad (5.4)$$

де:  $\sqrt{t_{II}^2}$ , дорівнює 1;

$D_m$  – дорівнює  $10^3$ ;

Оскільки всі значення відомі, то допустимий час роботи СЕП нетягових споживачів відокремленого підрозділу «Жмеринська дистанція електропостачання» буде таким:

$$t_o = \left( \frac{10^3 \cdot 2 + 2 \cdot 4,83 \cdot \sqrt{1}}{2 \cdot 4,83} \right)^2 = 43280,37(\text{год}).$$

З розрахунків можна зробити висновок, що робота системи електропостачання в умовах впливу іонізуючих випромінювань буде працювати безпечно 4,9 роки, а це достатньо для прийняття рішень по обладнанню. Отже, СЕП нетягових споживачів відокремленого підрозділу «Жмеринська дистанція електропостачання» можна вважати умовно стійкою.

5.3.2 Дослідження безпеки роботи системи електропостачання підрозділу Нетягових споживачів відокремленого підрозділу «Жмеринська дистанція електропостачання» в умовах дії електромагнітного імпульсу.

Початкові дані:  $U_{ж} = 5$  (В) - напруга живлення;

$l_{\Gamma} = 1,68$  м – максимальна довжина горизонтальних струмоведучих провідників.

Плати пристроїв як правило розташовані горизонтально. Так як вертикальна складова напруженості електричного поля приблизно на три порядки більша за горизонтальну, подальші розрахунки здійснюємо з врахуванням вертикальної складової.

В якості показника безпеки виступає коефіцієнт безпеки, який визначається за формулою 5.5:

$$K_{\sigma} = \frac{20 \lg U_{д}}{U_{B(\Gamma)}} \geq 40 \text{ [дБ]}, \quad (5.5)$$

де:  $U_{B(\Gamma)}$  – напруга наведення у вертикальних (горизонтальних) струмопровідних частинах.

$$U_{д} = \frac{U_{ж} + U_{ж}n}{100}, \quad (5.6)$$

де:  $n$  – відхилення напруги живлення від її номінальної,  $n = 25\%$ ;

$$U_{д} = 5 + \frac{5}{100} \cdot 25 = 6,25(B),$$

Допустима напруга наведення  $U_{г}$ :

$$U_{B} = \frac{U_{д}}{10^{\frac{40}{20}}} = \frac{6,25}{100} = 0,625(B),$$

Вертикальна складова напруженості електричного поля визначається:

$$E_{г} = \frac{U_{B}}{l_{B}}, \quad (5.7)$$

$$E_{г} = \frac{0,625}{2,05} = 0,3048(B / м)$$

Оціночно:

$$E_{B} = E_{г} \times 10^3 = 0,3048 \times 10^3 (B/м),$$

Отже, оцінюючи безпеку роботи системи електропостачання потрібно відмітити, що вертикальна складова напруженості електричного поля повинна не перевищувати  $0,3048 \times 10^3$  В/м, граничне значення потужності дози гамма- випромінювання  $P_{гр} = 1,9 \times 10^4$  (Р/Год), а також допустимий максимальний час перебування системи електропостачання нетягових споживачів відокремленого підрозділу «Жмеринська дистанція електропостачання» в умовах дії іонізуючих випромінювань 4,9 років, що визначено розрахунками.

Також визначено, що основними засобами для забезпечення безпеки роботи системи електропостачання в умовах дії іонізуючих випромінювань та електромагнітного імпульсу є:

- використання спеціальних екранів;
- використання активного захисту від дії потоку заряджених частинок.

При імпульсній дії ЕМІ, крім перерахованих способів використовуються пристрої, що вимикають апаратуру і обладнання системи електропостачання заводу на період його дії, а також збільшення відстані між елементами, що під напругою.

## ВИСНОВКИ

Ось такі, наведені нижче, рішення стали результатами виконання магістерської кваліфікаційної роботи щодо підвищення якості електропостачання нетягових споживачів ВП «Жмеринська дистанція електропостачання» ДТГО «Південно – Західна залізниця».

Методами коефіцієнтів використання та попиту були визначені середні та розрахункові навантаження ПП «Корунд» та його цехів, котре живиться від залізниці за допомогою ДПР. Було обрано КТП – ДПР – 400/27,5/0,4 для живлення підприємства з трансформатором ТМЖ-400. А також зовнішню повітряну лінію, котра веде від тягової підстанції для заживлення споживачів ДПР, а саме ПБСМ-70. Заодно вибрано оптимальні перерізи кабельних ліній 0,38 кВ, що живлять цехи підприємства, вони були виконані кабелями марки АВВГ з перерізами від 10 до 185 мм<sup>2</sup>.

Для розміщення центрального розподільчого пункту за мінімумом приведених затрат в КЛ були його визначені координати. Тобто сумарні затрати по СЕП при такому розміщенні ЦРП стануть мінімальними.

В науковій частині постановило, що використання вольтодобавочного трансформатора в конструкції КТП, дозволить підвищити якість електроенергії, що постачається. А саме знизити величину коефіцієнта зворотної послідовності. Дане рішення є найбільш економічно вигідним для маленького підприємства, хоча існують значно дорожчі, але і в той же час ефективніші методи, як використання симетрувального трансформатора.

Економічна частина кваліфікаційної роботи містить розрахунки, що визначили величину капіталовкладень, необхідну для обслуговування кількості працівників та їхню заробітну плату, величину оплати за електроенергію та її собівартість для підприємства.

Розділ охорони праці містить інформацію про шкідливі фактори на дистанції електропостачання та дослідження з безпеки роботи на даному підприємстві.

## СПИСОК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ

1. Шидловский А.Е. Контроль качества электроэнергии и требования к средствам измерения / Шидловский А.Е., Гринберг М.П., Железко Ю.С. // Электричество. — 1982. — №12. — С. 24 – 27.
2. Указания по расчету электрических нагрузок РТМ 36.18.32.4–92.
3. Справочник по электроснабжению промышленных предприятий. Промышленные электрические сети /под общ. ред. Фёдорова А.А., Сербиновского Г. В -М. .Энергия, 1980.
4. Бурбело М.Й. Проектування систем електропостачання. Приклади розрахунків. Навчальний посібник. – Вінниця: УНІВЕРСУМ – Вінниця, 2005 –148с.
5. Инструкция по проектированию силового и осветительного электрооборудования промышленных предприятий СН 357 – 77.
6. Правила улаштування електроустановок. - 5-те вид., переробл. й доповн. - X .: Міненерговугілля України, 2014.
7. ГОСТ 14209–97. Руководство по нагрузке силовых масляных трансформаторов.
8. Методические указания по контролю и анализу качества электроэнергии в системах электроснабжения общего назначения РД 153–34.0–15.501–00.
9. ГОСТ 30323–95. Короткие замыкания в электроустановках.
10. Корниенко, В. В. Электрификация железных дорог. Мировые тенденции и перспективы (Аналитический обзор): Монография / В. В. Корниенко, А. В. Котельников, В. Т. Доманский. – К.: Транспорт Украины, 2004. – 196 с.
11. Сиченко, В. Г. Аналіз режимів напруги на приєднаннях тягових підстанцій змінного струму / В. Г. Сиченко, Д. О. Босий // Вісник Дніпропетровського національного університету залізничного транспорту імені академіка В.Лазаряна. - Д., 2009. - Вип. 29. - С.82-87.



12. Сиченко, В. Г. Якість електричної енергії у тягових мережах електрифікованих залізниць: монографія / В. Г. Сиченко, Ю. Л. Саєнко, Д. О. Босий ; Дніпропетр. нац. ун-т залізн. трансп. ім. акад. В. Лазаряна.— Д. : Стандарт-Сервіс, 2015. — 340 с.

13. Черемисин В. Т. Совершенствование методов расчета режимов приема и потребления электрической энергии в условиях несимметрии и несинусоидальности электротяговой нагрузки переменного тока [Текст]: дис. докт. техн. наук / - Омск, 1996. – 444 с.

14. Босий, Д. О. Підвищення якості електроенергії у лініях «два проводи-рейка» / Д. О. Босий, Д. Р. Земський // Електрифікація транспорту. — 2016. — № 12. — С. 76—81.

15 Н.Ф. Ковтун, Ю.А. Лукин: Економіка, організація і планування господарства електропостачання залізниць; Москва «Транспорт-1977».

16. Демов О.Д., Бірюков О.О., Мельничук Л.М. Розрахунок собівартості електроенергії на промисловому підприємстві. Навчальний посібник. – Вінниця: ВНТУ, 2008. – 92с.

17. 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](http://search.ligazakon.ua/l_doc2.nsf/link1/ST000596.html)

18. [http://vin.enera.ua/consumer\\_business?TarifyYear=1&Tarifymonth=6](http://vin.enera.ua/consumer_business?TarifyYear=1&Tarifymonth=6) , ЕК «Енера Вінниця». Тарифи на електроенергію на II квартал 2020 року.

# ДОДАТКИ

Додаток А

МІНІСТЕРСТВО ОСВІТИ І НАУКИ УКРАЇНИ  
ВІННИЦЬКИЙ НАЦІОНАЛЬНИЙ ТЕХНІЧНИЙ УНІВЕРСИТЕТ

УЗГОДЖЕНО

ЗАТВЕРДЖЕНО  
Зав. кафедри ЕСЕМ

\_\_\_\_\_ 2020р.  
“ ” \_\_\_\_\_

д.т.н., проф. Бурбело М.Й.  
\_\_\_\_\_ 2020 р.  
“ ” \_\_\_\_\_

**ТЕХНІЧНЕ ЗАВДАННЯ**

до магістерської кваліфікаційної роботи  
на тему:

Підвищення якості електропостачання нетягових споживачів відокремленого підрозділу «Жмеринська дистанція електропостачання» Державного територіально-галузевого об'єднання «Південно-Західна залізниця»

Науковий керівник:

к.т.н., доц. Бабенко О. В. \_\_\_\_\_  
(підпис)

Виконавець: студентка гр. ЕСЕ - 18м з/в

Панасова В.В. \_\_\_\_\_  
(підпис)

Вінниця 2020 р.

## 1. ПІДСТАВА ДЛЯ ВИКОНАННЯ МАГІСТЕРСЬКОЇ КВАЛІФІКАЦІЙНОЇ РОБОТИ (МКР)

Робота виконується на підставі наказу ВНТУ за № \_\_\_\_ від \_\_\_\_ . \_\_\_\_ .20.

Дата початку роботи \_\_\_\_ . \_\_\_\_ .20р.

Дата закінчення роботи \_\_\_\_ . \_\_\_\_ .020.

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

а) мета – Підвищення якості процесу передачі електроенергії лініями спецпризначення залізниці.

б) призначення розробки – виконання магістерської кваліфікаційної роботи.

в) вихідні дані для виконання МКР:

генплан підприємства (об'єкта); план цеха (об'єкта, дільниці, приміщення) із розташуванням обладнання; відомості про особливості технологічних процесів та навколишнього середовища (внутрішнього та зовнішнього); відомості про електричні навантаження підприємства (цеха, об'єкта, дільниці, приміщення); відомості про джерела живлення, їх віддаленість; графіки електричних навантажень (для діючого підприємства, енергетичного району); 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. - 5-те вид., переробл. й доповн. - X.: Міненерговугілля України, 2014.

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 для виконання МКР:

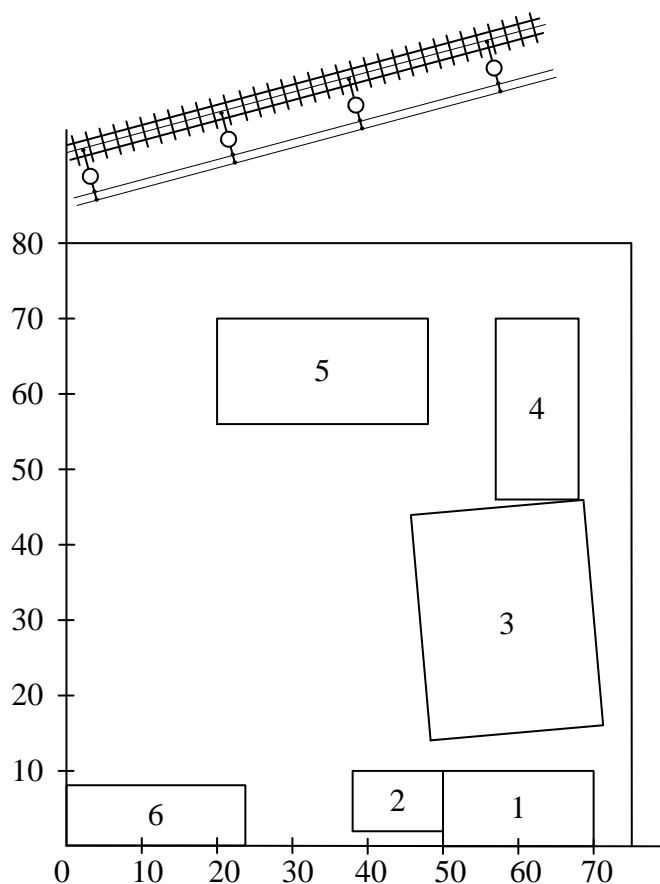


Рисунок Б.1 – Генплан підприємства, що живиться через ДПР

Таблиця Б.1 – Відомості про електричні навантаження підприємства

№ на плані	Назва цеху	Рн, кВт
1	Адміністративна будівля	3
2	Ремонтно-механічний цех	15
3	Токарно-слюсарний цех	60
4	Фрезерувальний цех	65
5	Термічний та зварювальний цех	120
6	Склад	2

Додаток В  
Схема лінії ДПР

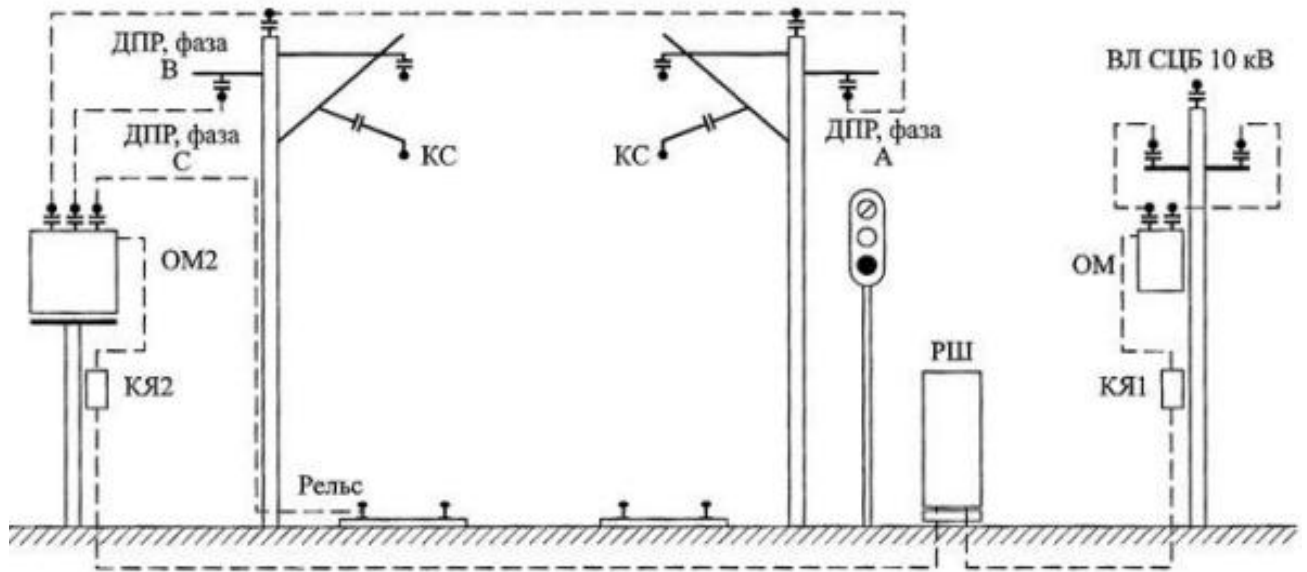


Рисунок В.1

## Додаток Г

Схема внутрішнього електропостачання підприємства на основі схеми КТП

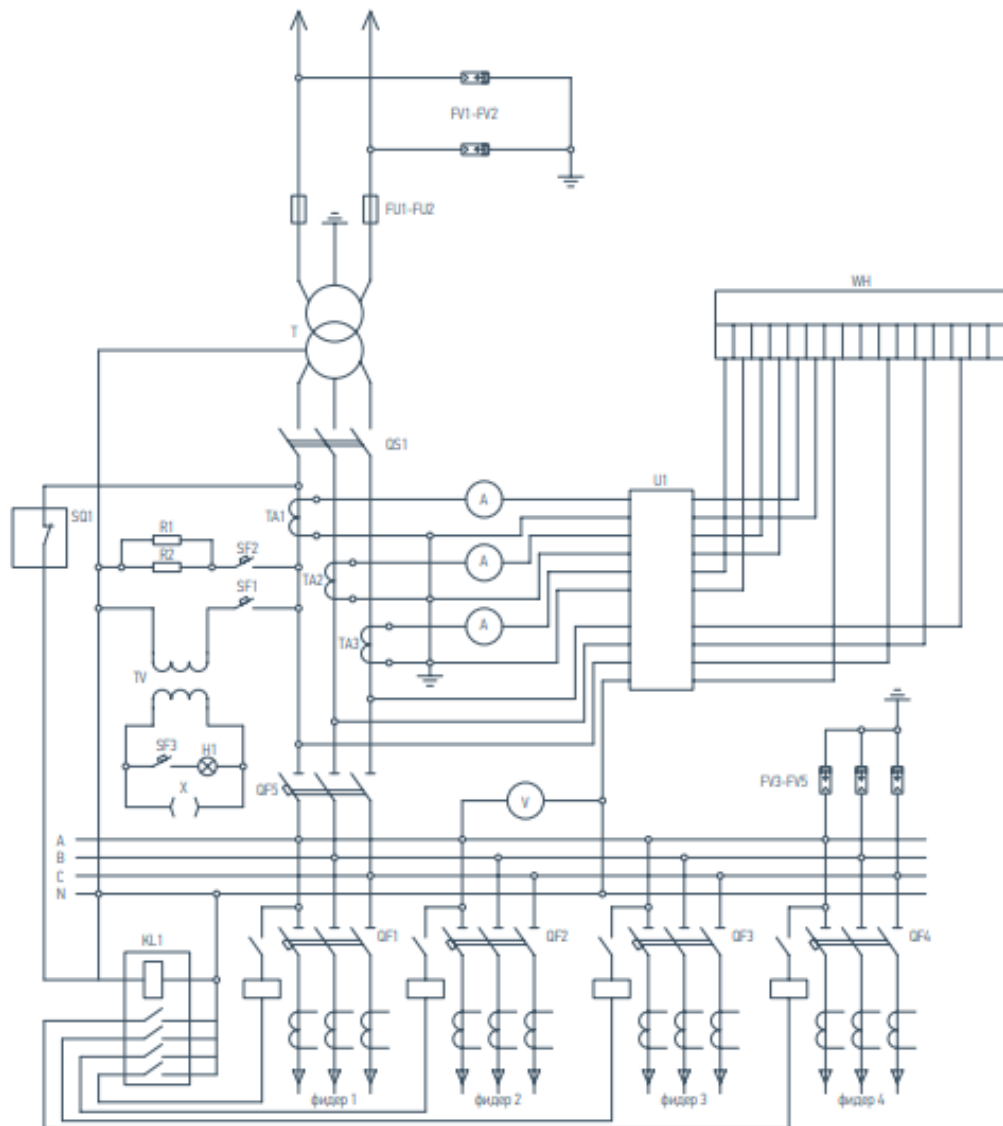


Рисунок Г.1 – Схема електрична принципова КТПж-27,5/0,4



## Додаток Д

### Показники якості електроенергії згідно ГОСТ 13109-97

Найменування показника	Допустиме значення показника	
	нормальне	граничне
Відхилення напруги	$\pm 5^*$	$\pm 10^*$
Розмах зміни напруги, % В приміщеннях з лампами розжарювання, де потрібна тривала і висока зорова напруга		10 0,75
Доза флікера, відн. од.: - Короткочасна - тривала		1,38 1,00
Коефіцієнт спотворення синусоїдальності кривої напруги, %, не більше,	8	12
Коефіцієнт гармонійної складової напруги непарного (парного) порядку, %, не більше	5 (2)	7,5 (3)
Несиметрія напруги, %	2	4
Тривалість провалу напруги, с		30
Відхилення частоти, Гц	$\pm 0,2$	$\pm 0,4$

## Додаток Е

### Симетрування напруги з пофазовим регулюванням симетрувального трансформатора

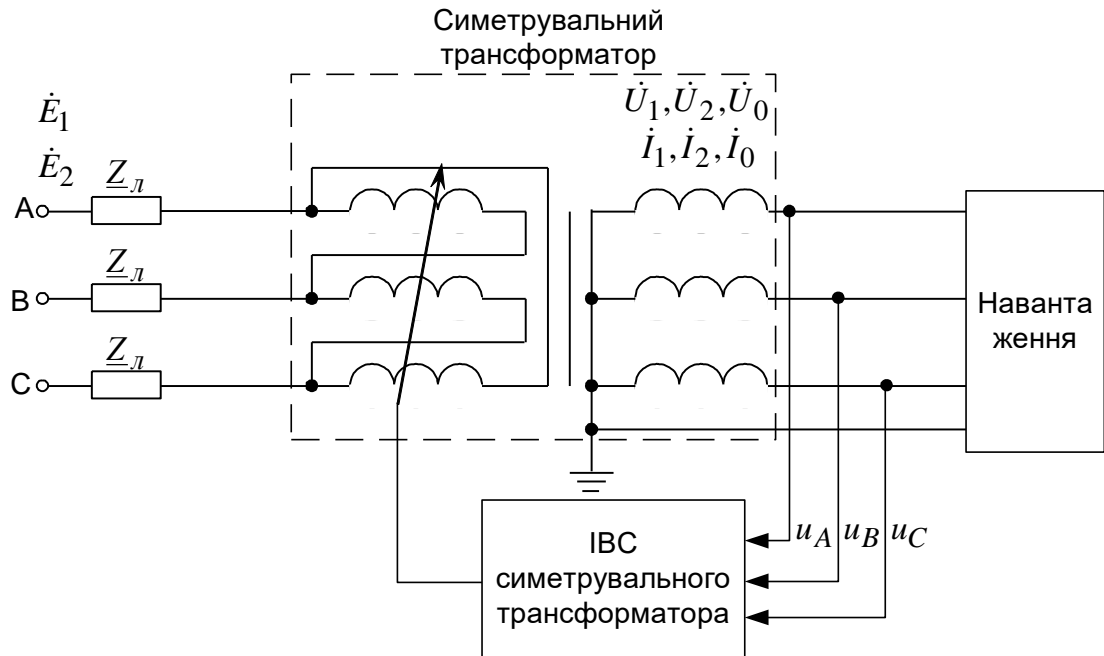


Рисунок Е.1 – Узагальнена структурна схема симетрувального трансформатора

## Додаток Ж

### Симетрування напруги з використанням вольтодобавочного трансформатора

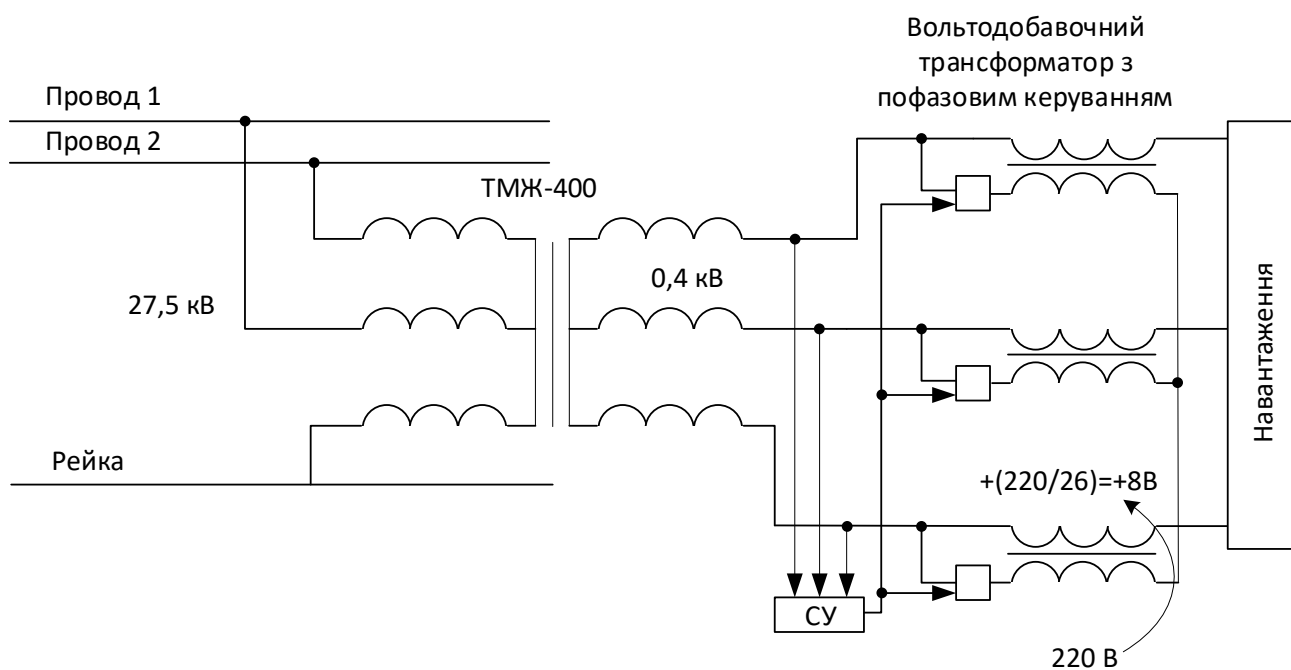


Рисунок Ж.1 - Узагальнена структурна схема вольтодобавочного трансформатора

### Додаток 3

Залежність коефіцієнта зворотної послідовності напруги вторинної обмотки симетрувального та вольтодобавочного трансформаторів від коефіцієнта зворотної послідовності напруги джерела.

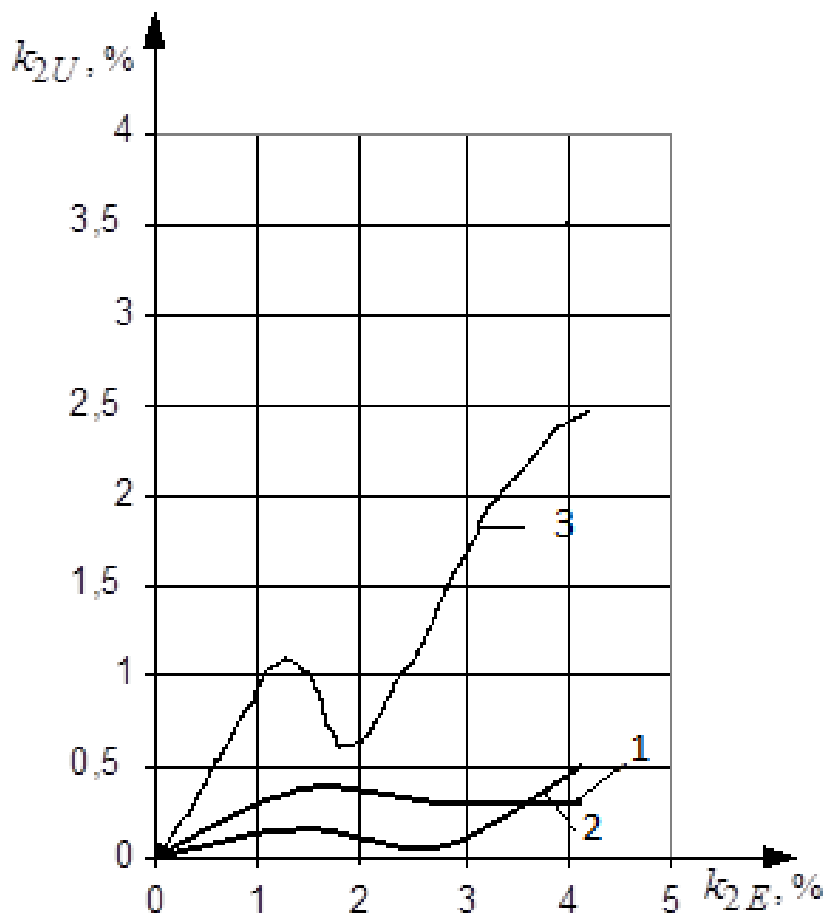


Рисунок 3.1 – Графіки залежності коефіцієнта зворотної послідовності напруги та максимального відхилення фазної напруги від значення  $k_{2E}$ .

де 1 – двофазове регулювання симетрувального трансформатора;

2 – трифазне регулювання симетрувального трансформатора

3 – регулювання з використанням вольтодобавочного трансформатора