

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

(повне найменування вищого навчального закладу)

Центр перепідготовки та післядипломної освіти

(повна назва факультету)

електричної інженерії

(повна назва кафедри)

КВАЛІФІКАЦІЙНА РОБОТА

на здобуття освітнього ступеня

магістр

(назва освітнього ступеня)

на тему: **Забезпечення надійності роботи електричного обладнання підприємства з виробництва мінеральних добрив**

Виконав: студент (ка) 2 курсу, групи БЕд-2

спеціальності 141–

електроенергетика, електротехніка та електромеханіка

(шифр і назва спеціальності)

Трунова О. М.

(підпис)

(прізвище та ініціали)

Керівник

(підпис)

Буняк О.А.

(прізвище та ініціали)

Нормоконтроль

(підпис)

Вакуленко О.О.

(прізвище та ініціали)

Завідувач кафедри

(підпис)

Тарасенко М.Г.

(прізвище та ініціали)

Рецензент

(підпис)

(прізвище та ініціали)

Тернопіль
2022

Міністерство освіти і науки України
Тернопільський національний технічний університет імені Івана Пулюя
 (повне найменування вищого навчального закладу)

Факультет _____ центр перепідготовки та післядипломної освіти _____
(повна назва факультету)
 Кафедра _____ електричної інженерії _____
(повна назва кафедри)

ЗАТВЕРДЖУЮ
 Завідувач кафедри ЕІ

(підпис) Тарасенко М. Г.
(прізвище та ініціали)
 “ 29 ” _____ серпня _____ 2022 р.

ЗАВДАННЯ НА КВАЛІФІКАЦІЙНУ РОБОТУ

на здобуття освітнього ступеня _____ магістр _____
(назва освітнього ступеня)
 за спеціальністю _____ 141 – електроенергетика, електротехніка та електромеханіка _____
(шифр і назва спеціальності)
 студенту _____ Труновій Олені Миколаївні _____
(прізвище, ім'я, по батькові)
 1. Тема роботи _____ Забезпечення надійності роботи електричного обладнання підприємства з виробництва мінеральних добрив _____
 Керівник роботи _____ Буняк Олег Андронікович, к.т.н., доцент _____,
(прізвище, ім'я, по батькові, науковий ступінь, вчене звання)
 Затверджені наказом ректора від “26” серпня 2022 р. № 4/7-717 _____
 2. Термін подання студентом завершеної роботи _____ 15 грудня 2022 року _____
 3. Вихідні дані до роботи _____ Однолінійна _____ схема _____ електропостачання підприємства. Паспортні дані електроенергетичного обладнання підприємства. Графіки добових (річних) навантажень. Дані обліку електричної енергії підприємства. _____
 4. Зміст роботи (перелік питань, які потрібно розробити)
Вступ. 1. Аналітичний розділ. 2. Розрахунково-дослідницький розділ. 3. Проектно-конструкторський розділ. 4. Охорона праці та безпека в надзвичайних ситуаціях. Загальні висновки до кваліфікаційної роботи. Перелік посилань. _____

 5. Перелік графічного матеріалу (з точним зазначенням обов'язкових креслень, слайдів)
Картограма електричних навантажень підприємства. Однолінійна схема системи електропостачання підприємства. Однолінійна схема системи електропостачання ремонтно-механічного цеху. Карта селективності апаратів захисту на обладнанні до 1 кВ. _____

6. Консультанти розділів роботи

Розділ	Прізвище, ініціали та посада консультанта	Підпис, дата	
		завдання видав	завдання прийняв
Охорона праці	к.т.н., доцент Гурик О.Я.		
Безпека в надзвичайних ситуаціях	к.т.н., доцент Гурик О.Я.		

7. Дата видачі завдання 30 серпня 2022 року

КАЛЕНДАРНИЙ ПЛАН

№ з/п	Назва етапів роботи	Термін виконання етапів роботи	Примітка
1	Аналіз літературних джерел та патентний пошук	01.09.22 - 31.09.22	
2	Аналітичний розділ	15.10.22 - 01.11.22	
3	Розрахунково-дослідницький розділ	01.09.22 - 15.10.22	
4	Проектно-конструкторський розділ	15.09.22 - 15.10.22	
5	Заходи з охорони праці та безпеки в надзвичайних ситуаціях	01.10.22 - 15.10.22	
6	Формування пояснювальної записки та плакатів по кваліфікаційній роботі	15.10.22 - 15.12.22	
7	Попередній захист кваліфікаційної роботи	15.12.22 - 20.12.22	

Студент

(підпис)

Трунова О. М.

(прізвище та ініціали)

Керівник роботи

(підпис)

Буняк О. А.

(прізвище та ініціали)

РЕФЕРАТ

Кваліфікаційна робота. Тернопільський національний технічний університет імені Івана Пулюя. Центр перепідготовки та післядипломної освіти. Кафедра електричної інженерії, група ЕЕд-2. – Тернопіль.: ТНТУ, 2022.

У кваліфікаційній роботі запропоновані рішення щодо забезпечення надійності роботи електричного обладнання заводу виробництва мінеральних добрив з врахуванням фактичного електроспоживання.

Проведені розрахунки електричних навантажень ремонтно-механічного цеху заводу шляхом упорядкованих діаграм.

Визначено загальну потужність підприємства з врахуванням освітлювального та високовольтного навантаження та побудована картограма електричних навантажень.

Проведені розрахунки вибору числа та потужності цехових силових трансформаторів для оптимального розподілу навантаження.

Проведені розрахунки струмів короткого замикання та створені епюри відхилень напруги для максимального, мінімального після аварійного режимів роботи.

Побудована карта селективності дії апаратів захисту.

Ключові слова: електричне навантаження, електроспоживання, забезпечення надійності.

ЗМІСТ

ВСТУП	6
1 АНАЛІТИЧНИЙ РОЗДІЛ	8
1.1 Оцінка заходів забезпечення надійності роботи електричного обладнання підприємств	8
1.2 Аналіз системи електропостачання заводу виробництва мінеральних добрив	13
1.3 Висновки до першого розділу	15
2 РОЗРАХУНКОВО-ДОСЛІДНИЦЬКИЙ РОЗДІЛ	16
2.1 Розрахунок електричних навантажень підприємства	16
2.2 Розрахунок центру електричних навантажень та побудова картограми навантажень	24
2.3 Розрахунок числа й потужності трансформаторів цехових підстанцій	28
2.4 Розрахунок мережі зовнішнього електропостачання підприємства	31
2.5 Розрахунок розподільної мережі 10 кВ	34
2.6 Висновки до другого розділу	39
3 ПРОЕКТО-КОНСТРУКТОРСЬКИЙ РОЗДІЛ	40
3.1 Розрахунок струмів короткого замикання в мережі понад 1000	40
3.2 Розрахунок струмів короткого замикання в ланках до 1000 В	46
3.3 Вибір захисного обладнання на ланках 0.4 кВ	50
3.4 Оцінка надійності захисного обладнання	56
3.4.1 Відхилення напруги	56
3.4.2 Аналіз селективності дії обладнання захисту	61
3.5 Висновки до третього розділу	64
4 ОХОРОНА ПРАЦІ ТА БЕЗПЕКА В НАДЗВИЧАЙНИХ СИТУАЦІЯХ	65
4.1 Заходи безпеки при роботі обладнання підприємства	65
4.2 Безпека у надзвичайних ситуаціях на підприємстві	67

ЗАГАЛЬНІ ВИСНОВКИ	70
ПЕРЕЛІК ПОСИЛАНЬ	71
ДОДАТКИ	74
ДОДАТОК А	74

ВСТУП

Актуальність. Для зменшення кількості відключень електроенергії на промислових підприємствах проводиться заміна зношеного обладнання. Інтеграція системи моніторингу та засобів релейного захисту забезпечує мінімізацію перебоїв в електропостачанні підприємства при аварійних ситуацій. При використанні систем електропостачання з декількома джерелами, питання селективності є особливо актуальним [1, 2].

Основними пристроями для реалізації концепції спільної роботи систем керування та захисту електротехнічних комплексів на сьогодні є пристрої релейного захисту [3]. Тому розробка та вдосконалення нових автоматичних режимів керування та релейного захисту електричних мереж і систем електропостачання набувають актуальності [1].

Тому, в кваліфікаційній роботі на основі роботи електричного обладнання запропоновані технічні заходи забезпечення надійності в залежності від електропостачання на всіх рівнях напруги в залежності від роботи системи РЗА.

Мета і завдання дослідження. Метою кваліфікаційної роботи є забезпечення надійності роботи електричного обладнання підприємства на основі оптимального розподілення потужності за цеховими трансформаторами.

Відповідно до вказаної мети необхідно розв'язати наступні завдання:

- провести розрахунки електричних навантажень підприємства в загальному з врахуванням високовольтного обладнання та освітлення та ремонтно-механічного цеху;
- побудувати картограму електричних навантажень підприємства та провести вибір оптимального числа та потужності цехових трансформаторних підстанцій у відповідності до категорії надійності електроспоживачів;
- провести вибір оптимальної схеми побудови електричних мереж на ланках 110 кВ та 10 кВ;
- провести розрахунки струмів короткого замикання на всіх ланках напруги та здійснити: вибір кабельних ліній; вибір захисного обладнання;

побудову епюр відхилень напруги для максимального, мінімального, після аварійного режимів роботи; аналіз селективності дії обладнання захисту.

Об’єкт дослідження – процеси забезпечення надійності систем електропостачання.

Предмет дослідження – заходи підвищення надійності роботи електричного обладнання.

Наукова новизна отриманих результатів.

– отримало подальший розвиток застосування технічних заходів забезпечення надійності роботи електричного обладнання підприємства на всіх рівнях напруги.

Практичне значення отриманих результатів. Запропоновані заходи дозволяють підвищити надійність роботи електричного обладнання підприємства з виробництва мінеральних добрив.

Апробація.

Результати досліджень за темою дипломної роботи були представлені на XI Міжнародній науково-технічна конференція молодих учених та студентів „Актуальні задачі сучасних технологій“ (7-8 грудня 2022 року), Тернопіль, Тернопільський національний університет імені Івана Пулюя.

Структура роботи. Робота складається зі вступу, 4 розділів, висновків, переліку посилань (19 найменувань).

Загальний обсяг текстової частини – 73 сторінки, 22 таблиці, 13 рисунків, 1 додаток.

1 АНАЛІТИЧНИЙ РОЗДІЛ

1.1 Оцінка заходів забезпечення надійності роботи електричного обладнання підприємств

Для оцінки надійності електричного обладнання та системи електропостачання в цілому, розглядають два типи компонентів [1, 2]: параметри та функції розподілу середнього часу напрацювання на відмову та тривалості відмов. Якщо середній час напрацювання на відмову становить сотні тисяч годин, то відмови визначаються в одиницях годин. Природно, час роботи обладнання збігається в часі один з одним, відмови практично не накладаються. Вони викликають перебої в електропостачанні технологічних машин промислового підприємства. На надійність електрообладнання впливають як напрацювання, так і несправності обладнання, що відбуваються в системі. Отже, необхідно оцінювати надійність системи (електрообладнання) комплексно, за компонентами.

Існуюча система розподілу електроенергії високої та низької напруги підприємства базується на еталонному проекті. З роками обладнання старіє, його надійність роботи знижується, особливо в режимах максимального навантаження [1]. Для прийняття оптимальних рішень необхідно розглянути систему електропостачання конкретного підприємства.

Для підприємства виробництва мінеральних добрив типова схема системи електропостачання здійснюється через два вводи, з напругою 110кВ на високій стороні та 10кВ на низькій стороні через низьковольтні вимикачі 10кВ , що допускає роздільну роботу секційних шин. Від ГПП до цехових трансформаторів передача потужності відбувається кабельними лініями (рис.1.1) [2].

В першу чергу надійність електричного обладнання, та й електричної мережі в цілому, забезпечується сучасними системами релейного захисту та автоматики (РЗА), різних рівнів напруги з різними функціональними можливостями.

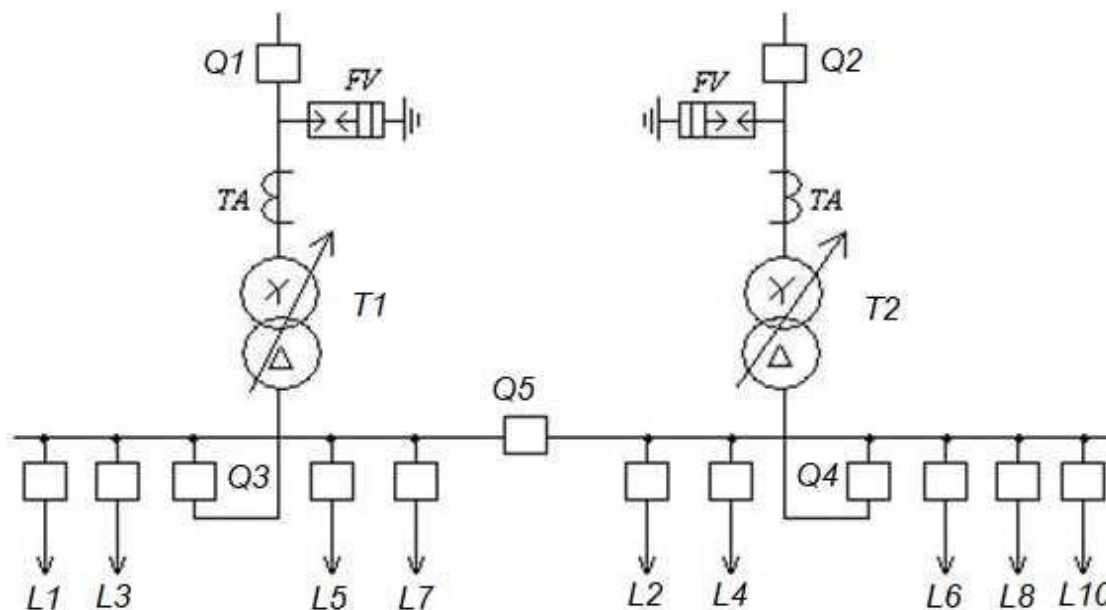


Рисунок 1.1 – Схема двох трансформаторної підстанції 110/10 кВ.

З таких систем вирізняються «розумні електричні мережі», наприклад, Smart Grid які дозволяють: [3, 4]:

- створювати на основі централізованих терміналів мікропроцесорні пристрої РЗА;
- здійснювати розподіл функцій захисту та автоматики між усіма терміналами мережі мають можливість перерозподілу функцій між пристроями;
- забезпечувати захист на основі нових алгоритмів, які здатні обробляти великий обсяг інформації про об'єкт захисту та адаптуватися до умов і режимів роботи системи електропостачання.

Такі системи, в першу чергу, встановлюються на ланках 10кВ на вводах Q3, Q4 (рис. 1.1) для виконання [4]: захисту від перевантаження за струмом; захисту від зниженої напруги; несправність вимикача; автоматичне перенесення навантаження та відновлення номінального режиму роботи; логічний захист шин 10кВ; обмежений диференціальний захист від замикань на землю; дуговий захист.

В якості автоматизації на підприємстві використовують системи АПВ багаторазового ввімкнення та АВР після відключення основного (пошкодженого

трансформатора) [4, 5]. Вказані схеми захисту використовуються при наступних аварійних режимах: КЗ на живильному трансформаторі, що вимагає відключення трансформатора основним захистом (диференціальний захист трансформатора) без витримки часу; КЗ на живильному трансформаторі, без відключення трансформатора швидким захистом.

Вказана схема захисту використовується при аваріях на повітряних лініях (ПЛ) 110кВ на вводах $Q1$, $Q2$, де вхід відключається швидкодіючим захистом.

При КЗ на шинах, при якому спрацьовує захист від надструму з витримкою часу або резервний захист від зовнішніх надструмів (рис. 1.1) АПВ та АВР блокується [4].

З економічних міркувань внутрішні мережі підприємства ланок 10кВ як і більшість мереж розподілу електроенергії працюють із радіальною конфігурацією [7]. В таких мережах основними методами забезпечення надійності є автоматичне резервування та секціонування.

Як показує аналіз [4, 7, 8], для забезпечення надійності пропонують використовувати модель «графа», тобто, мережі можна представити у вигляді дерева, що має «коріння» на розподільних підстанціях (фідерах) та забезпечує шляхи від підстанцій до кожного з вузлів. Для забезпечення захисту обладнання та гнучкість ділянки розподільних мереж, які працюють на вищих значеннях напруги конфігурацію змінюють за допомогою перемикачів. Крім того встановлюються «відкриті» перемикачі, для забезпечення альтернативних радіальних конфігурацій мережі, які дозволяють справлятися з непередбаченими ситуаціями, діями з технічного обслуговування та змінами навантаження [7].

Також, для підвищення надійності роботи ланок розподілення потужності різних рівень напруги, пропонуються [8, 9] побудова контурних структур на основі використання «розумної» мережі. В основі ставиться програмна зміна точок секціонування (розподілу) потужності. Переміщення точок розподілу може вплинути на продуктивність системи та шляхом пошуку оптимальних місць можна досягти підвищення надійності. На основі прикладних досліджень та побудованому алгоритму (MATLAB) показано можливість оптимізація

розташування точок секцій. В запропонованому алгоритмі кількісно визначаються та мінімізуються втрати шляхом зміни розташування точок секцій. При цьому використовуються два методи аналізу: аналітичний метод, заснований на аналізі режимів і наслідків відмов (структурування системи та моделювання впливу відключень) та кількісна оцінка шляхом розрахунку двох показників надійності системи: індекс середньої тривалості перерви в мережі й очікувана вартість, що представляє надійність із соціально-економічної точки зору. Єдиною фундаментальною проблемою є отримання значень струмів у лініях, що впливає на аналіз оцінки надійності [9].

Аналіз розподілення системи електропостачання підприємства показав необхідність встановлення двох трансформаторних підстанцій виходячи з категорії за надійністю споживачів відділень. В цьому випадку, для забезпечення надійності роботи електричного обладнання необхідно використовувати пристрої автоматичного ввімкнення резерву (АВР). Особливістю використання вказаних пристроїв є час спрацювання за циклами роботи [8]: перше – вимкнення вхідного вимикача за поданим сигналом; друге – ввімкнення резервного вимикача за поданим сигналом. Це призводить до зростання часового проміжку ввімкнення резервного живлення. В сучасних системах [10] використовують швидкодіючі АВР, де використання швидкодіючих пристроїв дозволяє об'єднувати час подачі сигналу на резервний та робочий вимикачі. В іншій стороні такий підхід дозволить знизити струми у двигунному навантаженні та забезпечити надійність електропостачання при короткочасних перебоях. Також необхідно означити недолік використання ШАВР – необхідність встановлення програмної взаємодії ШАВР з елементами релейного захисту.

Для забезпечення надійності електричного обладнання крім суто технічних заходів застосовують заходи організаційного характеру, які в основному стосуються організації ремонтних та випробувальних робіт і кваліфікації обслуговуючого персоналу [1, 2, 4].

1.2 Аналіз системи електропостачання заводу виробництва мінеральних добрив

В кваліфікаційній роботі виникає необхідність впровадження технічних методів щодо забезпечення надійності роботи електричного обладнання заводу виробництва мінеральних добрив. Передбачено запропонувати забезпечити надійність на ланках 110кВ, 10кВ та до 1кВ. В якості аналізу надійності на ланках 0,4кВ розглядаємо ремонтно-механічний цех підприємства.

Завод з виробництва мінеральних добрив – підприємство хімічного виробництва, сукупність функціональних підсистем, які пов'язані між собою технологічними, електричними, транспортними та телекомунікаційними лініями зв'язку для спільного функціонування та забезпечення ефективного використання матеріальних, енергетичних ресурсів при хімічному перетворенні реагентів на цільовий продукт заданої якості.

Процеси, що лежать в основі хімічного виробництва мінеральних добрив поділяються на: механічні та гідромеханічні; теплообмінні; масообмінні; хімічні.

Крім зазначених основних процесів, у хіміко-технологічному процесі здійснюються також:

- енергетичні процеси, які полягають у взаємному перетворенні різних видів енергії (теплової, механічної, електричної) у турбінах, генераторах, двигунах;

- інформаційно-керуючі процеси, що відповідають за отримання та передачу інформації про стан потоків та речовин, вироблення та передачу сигналів на керування процесами.

При дослідженні та розрахунках беремо до уваги, що система електропостачання підприємства виходячи з технологічних ланок вимагає: забезпечення безперебійності електропостачання відповідно до категорії надійності електроспоживачів; Економічність, система електропостачання повинна відповідати мінімуму приведених витрат при оптимізації.

Характеристика системи електропостачання заводу виробництва мінеральних добрив. Електропостачання підприємства проводиться двома повітряними лініями на напрузі 110кВ з приведеним опором від системи $X_m = 0,42$. Головна понижувальна підстанція знаходиться поблизу території заводу, де розміщені трансформатори 2×10000 кВА. Цехові підстанції знаходяться на території цехів з відповідним електричним обладнанням. Живлення від ГПП проводяться кабельними лініями.

Характеристика споживачів. Більшість споживачів відносяться до II та III категорії щодо надійності електропостачання. Вхідні розрахункові дані за цехами заводу представлено в таблиці 1.1

Таблиця 1.1 – Електричні навантаження відділень заводу з категорією за надійності

№ з/г.п.	Назва цеху, відділення	Вихідні електричні навантаження, кВт	Категорія за ступенем надійності електропостачання
1	Сірчаноокислотне відділення	1500	II
2	Пічне відділення №1	1400	II
3	Кислотне відділення	1300	II
4	Склад апатитів	660	III
5	Оперативне відділення	860	III
6	Склад готової продукції	800	III
7	Цех фторсолей	1200	II
8	Ковальський цех	1280	II
9	Пічне відділення №2	1100	II
10	Цех тукосумішей	900	II
11	Ремонтно-механічний цех	400	III
12	Цех суперфосфатів	1100	II
13	Компресорна: 10 кВ (СД) 0.4 кВ	3600 400	II
14	Заводоуправління	800	III
15	Цех СМС	1560	II
16	Котельня	1900	II

Характеристика навантаження.

Для вибору технічних методів забезпечення надійності роботи електричного обладнання підприємства та здійснення необхідних розрахунків подано графіки добового навантаження підприємства на рисунку 1.2.

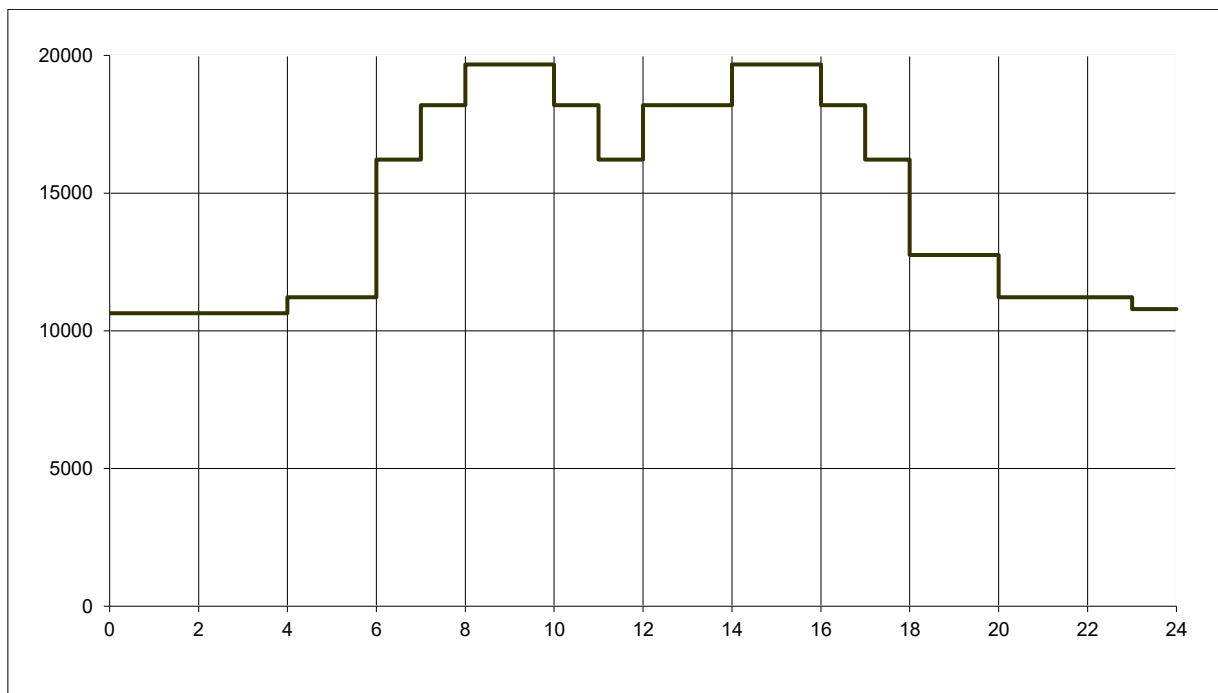


Рисунок 1.2. – Графік добового навантаження підприємства.

1.3 Висновки до першого розділу

Аналіз діючої системи електропостачання підприємства виробництва мінеральних добрив та відділень показав, що для прийняття технічних рішень щодо підвищення надійності роботи електричного обладнання необхідно:

- здійснити розрахунки електричних навантажень підприємства та для встановлення захисного обладнання на ланках до 1000 В – на прикладі ремонтно-механічного цеху;

- побудувати картограму електричних навантажень підприємства на основі якої, провести вибір оптимального числа та потужності цехових

трансформаторних підстанцій у відповідності до категорії надійності електроспоживачів;

- провести вибір оптимальної схеми побудови електричних мереж на ланках 110 кВ та 10 кВ;

- провести розрахунки струмів короткого замикання на всіх ланках напруги та здійснити: вибір кабельних ліній; вибір захисного обладнання; побудову епюр відхилень напруги для максимального, мінімального, після аварійного режимів роботи; аналіз селективності дії обладнання захисту.

2 РОЗРАХУНКОВО-ДОСЛІДНИЦЬКИЙ РОЗДІЛ

2.1 Розрахунок електричних навантажень підприємства

Розрахунки проводимо на основі відомостей щодо електричних навантажень підприємства, аналізу енергетичних процесів при перетворенні різних видів енергії та інформаційних процесів керування технологічними процесами на виробництві.

Для правильного вибору січень ліній, комутаційного та захисного обладнання проводимо розрахунок електричних навантажень методом впорядкованих діаграм [11].

Згідно методу впорядкованих діаграм розрахунки силового навантаження проводимо, розділивши електроприймачі (ЕП) на дві групи:

Група 1: ЕП зі змінним графіком навантаження ($K_B \leq 0,6$);

Група 2: ЕП із практично постійним графіком навантаження ($K_B > 0,6$).

Для кожної групи визначаємо сумарну номінальну потужність, що приводиться до тривалості ввімкнення (TB) – $TB = 100\%$ з виразу:

$$P_{ном} = \sum_{i=1}^m P_{ном.i}, \quad (2.1)$$

де $P_{ном}$ – номінальна потужність окремих ЕП, $кВт$.

Для тривалого режиму роботи: $P_{насп.} = P_{ном}$.

Для повторно-короткочасного режиму роботи: $P_{насп.} = P_{ном} \sqrt{TB(y.o.)}$;

$$P_{насп.} = S_{ном} \sqrt{TB(y.o.)} \cdot \cos \varphi.$$

Для кожної групи ЕП для найбільш завантаженої зміни визначаємо:

– середнє активне навантаження:

$$P_{зм} = K_B \cdot P_H, \quad кВт, \quad (2.2)$$

де P_H – загальна номінальна активна потужність ЕП, $кВт$.

– середнє реактивне навантаження:

$$Q_{зм} = P_{зм} \cdot \operatorname{tg} \varphi, \text{ кВАр}, \quad (2.3)$$

де $\operatorname{tg} \varphi$ – приймаємо у відповідності з коефіцієнтом потужності.

Для забезпечення надійності групи споживачів під'єднаних до одного розподільного пункту (РП) визначаємо значення коефіцієнта максимуму K_m , встановленого згідно таблиці [12] за розрахованими значеннями ефективного числа ЕП – n_e та коефіцієнтом використання групового навантаження – K_B .

Середньозважений коефіцієнт використання групи визначаємо за формулою:

$$K_{B.ср} = \frac{\sum P_{зм}}{\sum P_{ном}}, \quad (2.4)$$

де $\sum P_{зм}$ – загальне середнє активне навантаження за найбільш завантаженою зміну, кВт ;

$\sum P_{ном}$ – загальна встановлена потужність групи ЕП цеху (відділення), кВт .

Ефективне число n_e визначаємо за загальною формулою:

$$n_e = \frac{\left[\sum_1^n P_{ном} \right]^2}{\sum_1^n P_{ном}^2}. \quad (2.5)$$

Визначаємо значення активної (P_m) та реактивної (Q_m) максимальної потужності групи [11]:

$$P_m = K_m \cdot P_{зм}, \quad (2.6)$$

$$Q_m = Q_{зм}, \text{ при } n_e > 10 \quad (2.7, \text{ а})$$

$$Q_m = 1,1 \cdot Q_{зм}, \text{ при } n_e \leq 10 \quad (2.7, \text{ б})$$

Для ЕП «Групи 2» з практично постійним графіком навантаження розрахункові активна та реактивна потужності приймаємо рівною середньою за найбільш навантаженою зміну.

Розрахункові навантаження освітлювального обладнання відділень (цехів) проводимо за встановленою потужністю ($P_{н.о.}$) та коефіцієнтом попиту ($K_{н.о.}$) [11]:

$$P_{н.о.} = K_{н.о.} \cdot P_{н.о.} = K_{н.о.} \cdot P_{пит.о.} \cdot F, \quad (2.8)$$

де $P_{пит.о.}$ – питома густина освітлювального навантаження (приймаємо згідно довідника), Bm / m^2 ;

F – площа відділення (цеху), (приймаємо згідно з генпланом), m^2 .

Загальне розрахункове навантаження визначаємо за формулою:

$$S_p = \sqrt{P_m^2 + Q_m^2}, \quad (2.9)$$

А розрахунковий струм:

$$I_p = \frac{S_p}{\sqrt{3} \cdot U_{ном}}. \quad (2.10)$$

В пояснювальній записці представимо розрахунки на прикладі ремонтно-механічного цеху. Довідкові дані для ЕП цеху та схема розміщення обладнання представлені в Додатку А.

Для ЕП ШМА2 «Група 2». Знаходимо середнє активне навантаження найбільш завантаженої зміни:

Кран-балка $TB = 25\%$:

$$P_{зм} = K_B \cdot \sum P_n \cdot \sqrt{TB} = 0.05 \cdot 56 \cdot \sqrt{0.25} = 1.4 \text{кВт}.$$

Сумарне активне навантаження «Група 1» становить:

$$P_{зм \sum A} = \sum_{i=1}^n P_{зми} = 3.92 + 7.2 + 3.6 + 6.76 + 8.8 + 5.04 + 1.4 = 36.73 \text{кВт}.$$

Знаходимо середнє реактивне навантаження найбільш завантаженої зміни:

Плоскошліфувальний станок (2.3):

$$Q_{зм} = 3.92 \cdot 2.29 = 8.98 \text{кВАр}.$$

Сумарне реактивне навантаження «Група 1» становить:

$$Q_{зм \sum A} = \sum_{i=1}^n Q_{зми} = 46.17 \text{кВАр}.$$

Знаходимо середнє значення коефіцієнта використання згідно (2.4):

$$K_{B.cp} = \frac{36.73}{216.4} = 0.17.$$

Визначаємо ефективне число ЕП ($K_B < 0.2$) згідно з (2.5):

$$n_e = \frac{216.4^2}{2 \cdot 14.0^2 + 2 \cdot 6.0^2 + 12.0^2 + 3 \cdot 18.18^2 + 44^2 + 3 \cdot 12^2 + 28^2} = 9.7 \approx 10.$$

Використовуючи значення табличних даних [12] знаходимо значення коефіцієнта максимуму: $K_m = f(n_e, K_B) = 1.99$.

Знаходимо розрахункові значення активної та реактивної потужності «Група 1» згідно 2.6 та 2.7, б, відповідно:

$$P_p = K_m \cdot P_{зм} = 1.99 \cdot 36.73 = 73.09 \text{ кВт},$$

$$Q_p = K_m \cdot Q_{зм} = 1.1 \cdot 46.17 = 50.78 \text{ кВАр}.$$

Аналогічно проводимо розрахунки для ЕП «Група 2» (вентилятор).

Розрахунок освітлювального навантаження ремонтно-механічного цеху [13].

Проводимо розрахунок площі цеху за даними генплану [13]:

$$a = 1.13 \text{ см}; \quad b = 1.0 \text{ см}; \quad m = (1:30).$$

Площа ремонтно-механічного цеху становить:

$$F = a \cdot b \cdot m^2 = 1.13 \cdot 1.0 \cdot 30^2 = 1190.79 \text{ м}^2.$$

Згідно таблиць [13], питома густина освітлювального навантаження для ремонтно-механічного цеху: $P_{шт.о.} = 11 \text{ Вт} / \text{м}^2$.

Розрахункове навантаження освітлювального обладнання цеху визначаємо згідно формули 2.8:

– номінальне активне навантаження становить:

$$P_{н.о.} = 0.011 \cdot 1190.79 = 13.1 \text{ кВт}.$$

– розрахункове навантаження, враховуючи, що коефіцієнт попиту для виробничих приміщень $K_{н.о} = 0.85$ становить:

$$P_{р.о.} = 0.85 \cdot 13.1 = 11.14 \text{ кВт}.$$

Загальне розрахункове навантаження ремонтно-механічного цеху з врахування освітлення становить [11]:

$$S_{p\Sigma} = \sqrt{(P_p + P_{p.o})^2 + (Q_p)^2} = \sqrt{(263.52 + 11.14)^2 + (211.1)^2} = 347.93 \text{ кВА}.$$

Результати розрахунків електричних навантажень для ремонтно-механічного цеху представлені в Таблиці 2.1.

Результати розрахунків електричних навантажень хімічного комбінату представлено в таблиці 2.2.

Проведені розрахунки дозволяють наближено визначити втрати потужності в цехових трансформаторах (ЦТ) і високовольтній мережі (10 кВ) за формулами [12]:

$$\Delta P_T = 0.02 \cdot S_p'' = 0.02 \cdot 13835.62 = 276.71 \text{ кВт};$$

$$\Delta Q_T = 0.1 \cdot S_p'' = 0.1 \cdot 13835.62 = 1383.56 \text{ кВт};$$

$$\Delta P_{Л} = 0.03 \cdot S_p'' = 0.03 \cdot 13835.62 = 415.07 \text{ кВт}.$$

Значення загальної потужності на шині 10 кВ ГПП становить:

$$S_{p\Sigma} = \sqrt{(P_{p\Sigma})^2 + (Q_{p\Sigma})^2} = \sqrt{(10230.36)^2 + (10026.8)^2} = 14234.69 \text{ кВА},$$

де, загальні розрахункові активна й реактивна потужність на шинах 10 кВ ГПП визначимо з виразів [12]:

$$P_p = \sum P_p \cdot K_{p.m.(a)} + P_{p.o.} + \Delta P_{Л} + \Delta P_T = \\ = 9517 \cdot 0.95 + 497.43 + 415.07 + 276.71 = 10230.36 \text{ кВт};$$

$$Q_p = \sum Q_p \cdot K_{p.m.(a)} + \Delta Q_T = 9603.6 \cdot 0.9 + 1383.56 = 10026.8 \text{ кВАр},$$

де, $K_{p.m.(a)} = 0.95$ – коефіцієнт одночасності максимумів навантаження щодо активної потужності;

$K_{p.m.(p)} = 0.9$ – коефіцієнт одночасності максимумів навантаження щодо реактивної потужності.

Таблиця 2.1 – Розрахунок електричних навантажень ремонтно-механічного цеху

Електроприймачі	Кількість ЕП, n	Встановлена потужність		K_B	$\cos \varphi$	$tg \varphi$	Середнє навантаження за максимально завантаженою зміну		n_e	K_M / K'_M	Розрахункове навантаження			I_p, A
		$P_{ном}, кВт$	$\sum P_{ном}, кВт$				$P_{зм}, кВт$	$Q_{зм}, кВАр$			$P_p, кВт$	$Q_p, кВАр$	$S_p, кВАр$	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
ШМА 1														
ЕП Групи А, $K_B < 0.6$														
Шліфувальний напівавтомат	2	50	100	0.2	0.6	1.33	20.0	26.60						
Поперечно-стругальний верстат	5	28	140	0.12	0.4	2.29	16.8	38.47						
Універсально-заточувальний верстат	2	18	36	0.13	0.4	2.29	4.68	10.72						
Вертикально-фрезерний верстат	2	20	40	0.14	0.5	1.73	5.6	9.69						
Токарно-гвинторізний верстат	4	8	32	0.13	0.5	1.73	4.16	7.19						
Всього Група А	15	8 – 50	348	0.15			51.24	92.67	12	1.96/1	100.43	92.97	136.66	207.87
Всього ШМА 1	15	8 – 50	348	0.15			51.24	92.67			100.43	92.67	136.66	207.87

– продовження таблиці 2.1

ШМА 2														
ЕП Групи А, $K_B < 0.6$														
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
Плоскошліфувальний верстат	2	14	28	0.14	0,40	2.29	3.92	8.98						
Гальванічна ванна	2	6	12	0.6	1.0	0	7,2	0						
Гідравлічний прес	1	12	12	0.3	0.7	1,02	3,6	3,67						
Горизонтально-фрезерний верстат	3	18,8	56,4	0.12	0.6	1,33	6.76	9.0						
Плоскошліфувальний верстат	1	44	44	0.2	0.55	1.52	8.8	13.38						
Радіально-свердильний верстат	3	12	36	0.14	0.5	1.73	5.04	8.72						
Кран-балка ТВ=25%	1	28	28	0.05	0.50	1.73	1.4	2.42						
Всього Група А	13	6 – 44	216.4 0	0.17			36.73	46.17	10	1.99/1.10	73.09	50.78		
ЕП Групи Б, $K_B \geq 0.6$														
Вентилятор	1	120	120	0.75	0.80	0.75	90	67.50			90	67.75		
Всього Група Б	1		120				90	67.50			90	67.75		
Всього ШМА 2	14										163.09	118.53	201.61	306.68
Всього силове навантаження	29	6 – 120									263.52	211.1	338.27	514.56
Освітлення					0.35	2.68					11.14		11.14	
Всього по цеху	29	6 – 120									276.66	211.1	347.99	529.34

Загальну розрахункову потужність зі сторони ВН ГПП визначаємо з виразу [11]:

$$S_{p.ГПП} = \sqrt{(P_{p\Sigma} + \Delta P_{T.ГПП})^2 + (Q_{p\Sigma} + \Delta Q_{T.ГПП} - Q_{kn})^2} . \quad (2.11)$$

Таблиця 2.2. – Результати розрахунків навантаження підприємства

№ з/п	Назва	Силове навантаження		Освітлюв. навантаження	Загальне розрахункове навантаження (силове +освітлювальне)		
		$P_{p.c},$ кВт	$Q_{p.c},$ кВАр	$P_{p.o},$ кВт	$P_{p.c} + P_{p.o},$ кВт	$Q_{p.c},$ кВАр	$S_{p.c},$ кВА
1.	Сірчаноокислотне відділення	825.0	726	33.28	858.28	726.0	1124.1
2.	Пічне відділення №1	840 .0	403.2	14.66	854.66	403.2	944.99
3.	Кислотне відділення	650.0	572.0	31.49	681.49	572.0	889.72
4.	Склад апатитів	198 .0	263.34	15.26	213.26	263.34	338.86
5.	Оперативне відділення	344 .0	595.12	29.69	373.69	595.12	702.71
6.	Склад готової продукції	160 .0	276.8	7.33	167.33	276.8	323.44
7.	Цех фтор солей	540.0	718.2	94.52	634.52	718.2	958.34
8.	Ковальський цех	896.0	913.92	23.53	919.53	913.92	1296.4
9.	Пічне відділення №2	660.0	316.8	34.09	694.09	316.8	762.97
10.	Цех тукосумішей	360.0	316.8	21.41	381.41	316.8	495.81
11.	Ремонтно-механічний цех	264.0	211.0	11.14	276.66	211.0	347.93
12.	Цех суперфосфатів	550 .0	484.0	26.50	576.5	484	752.73
13	Компресорна: 0,38 кВ	340.0	255.0	11.33	351.33	255.0	434.11
14.	Заводоуправління	400 .0	532.0	12.96	412.96	532	673.46
15.	Цех СМС	780.0	686.4	83.13	863.13	686.4	1102.7
16.	Котельня	1710.0	2274.3	22.40	1732.4	2274.3	2858.9
	Освітлення території			24.74	24.74		24.74
	Всього на ланці 0.38 кВ	9517.0	9603.16	497.43	10015.98	9544.88	13835.62
	Компресорна (СД) Ланки 10 кВ	1920.0			1920.0		1920.0
	Всього за підприємством				11935.98	9544.88	15283.07

Втрати потужності ГПП визначаємо з виразів [12]:

$$\Delta P_{T.ГПП} = 0.02 \cdot S_{p\Sigma} = 0.02 \cdot 14324.69 = 286.49 \text{ кВт};$$

$$\Delta Q_{T.ГПП} = 0.1 \cdot S_{p\Sigma} = 0.1 \cdot 14324.69 = 1432.47 \text{ кВт}.$$

Реактивна потужність при максимумі активного навантаження на ланці 110 кВ:

$$Q_m = \alpha \cdot P_{p\Sigma} = 0.29 \cdot 10230.36 = 2967 \text{ кВАр},$$

де, $\alpha = 0.29$ – коефіцієнт для мережі 35 кВ;

$P_{p\Sigma}$ – загальна потужність з врахуванням втрат в лініях та трансформаторах ВН.

Потужність пристроїв компенсації визначаємо з виразу [12]:

$$Q_{кп} = Q_{p\Sigma} - Q_m = 10027 - 2967 = 7060 \text{ кВАр}.$$

Отже:

$$S_{p.ГПП} = \sqrt{(10230.36 + 286.49)^2 + (10026.8 + 1432.47 - 7060)^2} = 11399.89 \text{ кВАр}.$$

2.2 Розрахунок центру електричних навантажень та побудова картограми навантажень

Для побудови картограми навантажень визначаємо центр електричних навантажень (ЦЕН) за формулами [11]:

$$X_0 = \frac{\sum P_{pi} \cdot x_i}{\sum P_{pi}}, \quad (2.12)$$

$$Y_0 = \frac{\sum P_{pi} \cdot y_i}{\sum P_{pi}}, \quad (2.13)$$

де x_0, y_0 – координати центру;

x_i, y_i – координати i -го цеху (відділення);

P_{pi} – потужність i -го цеху (відділення).

Радіуси кіл для цеху (відділення) визначаємо з виразу [11]:

$$r_i = \sqrt{\frac{P_{pi}}{\pi \cdot m}},$$

де, P_{pi} – розрахункова активна потужність i -го цеху (відділення), включно з освітленням, $кВт$;

m – масштаб (постійний для всіх приміщень підприємства), $кВА / мм^2$.

Визначаємо кут сектору (α) між загальним активним навантаженням (P_{pi}) та освітлювальним навантаженням ($P_{p.o}$) [11]:

$$\alpha = \frac{360^\circ \cdot P_{p.o}}{P_{pi}}$$

Дані для побудови картограми навантажень зведено в таблицях 2.3., 2.4.

Таблиця 2.3 – Дані для побудови картограми навантажень

Назва цеху, відділення	P_{pi} , кВт	$P_{p.o}$, кВт	r , мм	α , град	x_i , м	y_i , м	$P_{pi}x_i$	$P_{pi}y_i$
Споживачі 0,4 кВ								
Сірчаноокислотне відділення	858.28	33.28	3.02	13.95	132	216	113293	185388.5
Пічне відділення №1	854.66	14.66	3.01	6.17	170	202	145292.2	172641.3
Кислотне відділення	681.49	31.49	2.68	16.63	208	208	141749.9	141749.9
Склад апатитів	213.26	15.26	1.50	25.76	245	214	52248.7	45637.64
Оперативне відділення	373.69	29.69	1.99	28.60	300	222	112107	82959.18
Склад готової продукції	167.33	7.33	1.33	15.77	363	55	60740.79	9203.15
Цех фторсолей	634.52	94.52	2.59	53.62	77	115	48858.04	72969.8
Ковальський цех	919.53	23.53	3.12	9.21	301	78	276778.5	71723.34
Пічне відділення №2	694.09	34.09	2.71	17.68	257	93	178381.1	64550.37
Цех тукосумішей	381.41	21.41	2.01	20.20	120	80	45769.2	30512.8
Ремонтно-механічний цех	276.66	11.14	1.71	14.49	356	216	98490.96	59758.56
Цех суперсосфотів	576.5	26.50	2.47	16.54	205	29	118182.5	16718.5
Компресорна	351.33	11.33	1.93	11.60	138	20	48483.54	7026.6
Заводоуправління	412.96	12.96	2.09	11.29	422	143	174269.1	59053.28
Цех СМС	863.13	83.13	3.02	34.67	26	87	22441.38	75092.31
Котельня	1732.4	22.40	4.28	4.65	209	98	362071.6	169775.2
Споживачі 10 кВ								
Компресорна	1920.0	-	4.51	-	138	20	264960.0	38400.0
Всього	11911.2						2264117.0	1303160.0

Проведемо розрахунок на прикладі сірчаноокислотного відділення:

Радіус кола: $r_i = \sqrt{P_{pi} + P_{p.o}} / \pi \cdot m = \sqrt{858.28 / 3.14 \cdot 30} = 3.02 \text{ м.м.}$

Кут сектору освітлювального навантаження:

$$\alpha = \frac{360^\circ \cdot P_{p.o}}{P_{pi}} = \frac{360^\circ \cdot 33.28}{858.28} = 13.95 \text{ град.}$$

Координати центра електричних навантажень підприємства:

$$x_0 = \frac{2264117}{11911/2} = 190 \text{ м}; \quad Y_0 = \frac{1303160}{11911.2} = 110 \text{ м.}$$

Визначаємо зону розсіювання ЦЕН за формулами [11]:

$$\sigma_x = \sqrt{\sum_{i=1}^n P_{xi} \cdot (x_i - x_0)^2} = \sqrt{98003426} = 9803;$$

$$\sigma_y = \sqrt{\sum_{i=1}^n P_{xi} \cdot (y_i - y_0)^2} = \sqrt{58868706} = 7672.$$

Таблиця 2.4 – Дані для побудови картограми навантажень

Назва цеху, відділення	$x_i, \text{м}$	$y_i, \text{м}$	$P_{pi},$ кВт	$P_{p.o},$ кВт	$(x_i - m_x)^2,$ м	$(y_i - m_y)^2,$ м	$P_{pxi} (x_i - m_x)^2,$ м	$P_{pyi} (y_i - m_y)^2,$ м
Споживачі 0,4 кВ								
Сірчаноокислотне відділення	132	216	113293	185388.5	3364	11236	2887254	9643634
Пічне відділення №1	170	202	145292.2	172641.3	400	8464	341864	7233842
Кислотне відділення	208	208	141749.9	141749.9	324	9604	220802.8	6545030
Склад апатитів	245	214	52248.7	45637.64	3025	10816	645111.5	2306620
Оперативне відділення	300	222	112107	82959.18	12100	12544	4521649	4687567
Склад готової продукції	363	55	60740.79	9203.15	29929	3025	5008020	506173.3
Цех фторсолей	77	115	48858.04	72969.8	12769	25	8102186	15863
Ковальський цех	301	78	276778.5	71723.34	12321	1024	11329529	941598.7
Пічне відділення №2	257	93	178381.1	64550.37	4489	289	3115770	200592
Цех тукосумішей	120	80	45769.2	30512.8	4900	900	1868909	343269
Ремонтно-механічний цех	356	216	98490.96	59758.56	27556	11236	7623643	3108552
Цех суперсосфотів	205	29	118182.5	16718.5	225	6561	129712.5	3782417
Компресорна	138	20	48483.54	7026.6	2704	8100	949996.3	2845773
Заводоуправління	422	143	174269.1	59053.28	53824	1089	22227159	449713.4
Цех СМС	26	87	22441.38	75092.31	26896	529	23214744	456595.8
Котельня	138	20	362071.6	169775.2	361	144	625396.4	249465.6
Споживачі 10 кВ								
Компресорна	60	180	264960	38400	2704	8100	5191680	15552000
Всього			2264117.5	1303160.4			98003426	58868706

Визначаємо міру потужності випадкової величини [11]:

$$h_x = \frac{1}{\sqrt{2} \cdot \sigma_x} = \frac{1}{\sqrt{2} \cdot 9803} = 0.007; \quad h_y = \frac{1}{\sqrt{2} \cdot \sigma_y} = \frac{1}{\sqrt{2} \cdot 7672} = 0.009.$$

На піввісь еліпсу становить [11]:

$$R_x = \frac{\sqrt{3}}{h_x} = \frac{\sqrt{3}}{0.007} = 247 \text{ м}; \quad R_y = \frac{\sqrt{3}}{h_y} = \frac{\sqrt{3}}{0.009} = 192 \text{ м}.$$

Картограма електричних навантажень представлена на рис. 2.1.

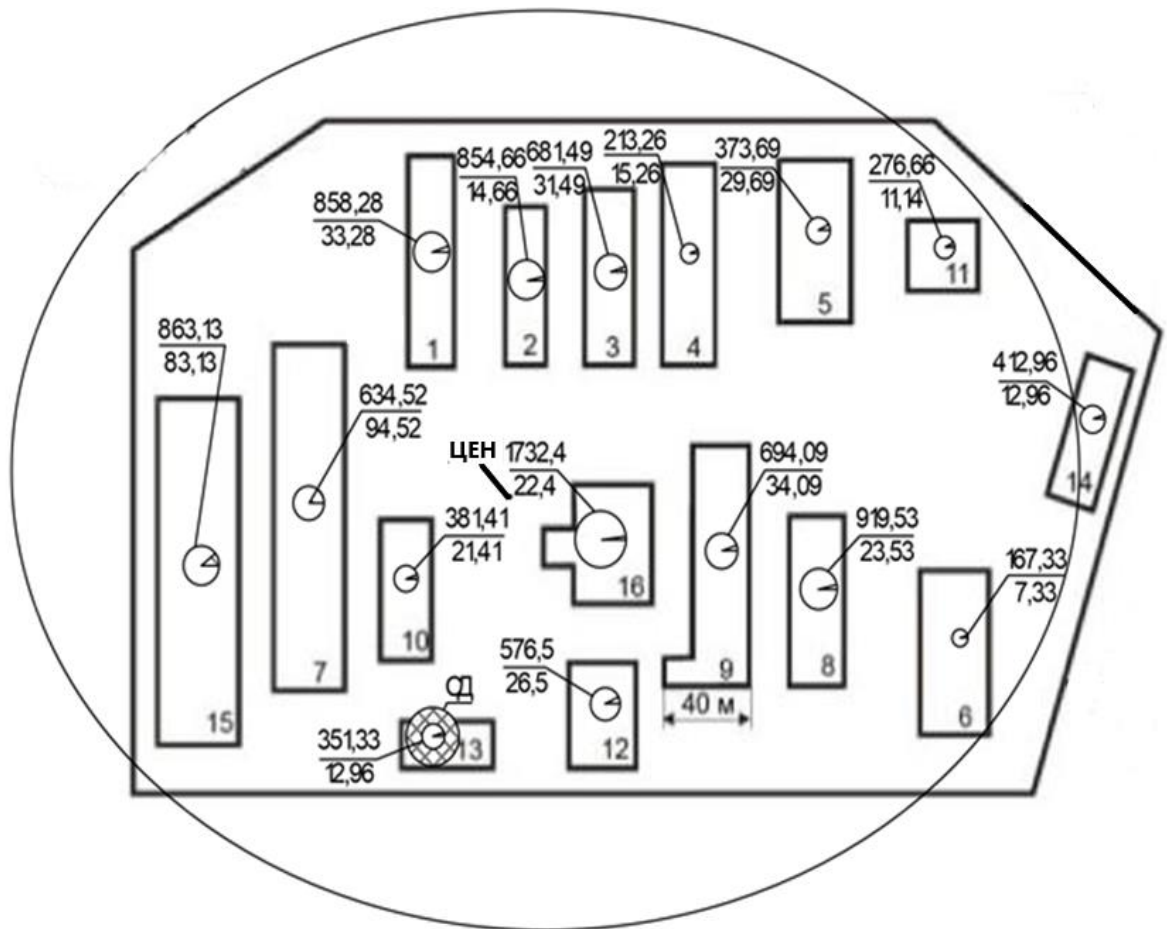


Рисунок 2.1 – Картограма електричних навантажень підприємства.

2.3 Розрахунок числа й потужності трансформаторів цехових підстанцій

Номинальні потужності трансформаторів визначаються щільністю навантаження та вибираються як правило однаковими для всієї групи цеху згідно з даними завантаження у номінальному режимі та з урахуванням мінімального необхідного резервування в після аварійному режимі [12].

Необхідно, для забезпечення надійності роботи електричного обладнання підприємства розрахувати число трансформаторів ланок $10 \text{ кВ} / 0.4 \text{ кВ}$ з вибором оптимального їх завантаження.

Проводимо розрахунки відповідно до отриманих значень навантажень за відділеннями [12].

1. Встановлюємо значення завантаження для підприємства:

$$\sigma = \frac{S_p}{F_u} = \frac{13832.62}{147331.44} = 0.09,$$

де, S_p – загальна потужність підприємства, кВА ;

F_u – загальна площа цехів (відділень), м^2 .

Згідно отриманого результату, приймаємо рішення використання трансформаторів на потужність 1000 кВА , що пояснюється малим завантаженням цехів та більш рівномірним розподіленням потужності.

2. Визначаємо мінімальне число трансформаторів за формулою:

$$N_{\min} = \frac{P_{p.HH}}{\beta_T \cdot S_{mp.}} = \frac{10015.98}{0.8 \cdot 1000} = 13.5 \approx 14.$$

де, $P_{p.HH}$ – загальне розрахункове навантаження з врахуванням освітлення, кВт ;

$\beta_T = 0.7 - 0.8$ – коефіцієнт завантаження (діапазон для споживачів II категорії);

$S_{mp.}$ – номінальна потужність цехового трансформатора кВА .

Висновок: Враховуючи що ЕП підприємства відносяться до II категорії встановлюємо двох трансформаторні підстанції. При попередніх розрахунках коефіцієнта завантаження здійснюємо за активною потужністю.

3. Визначаємо значення активної потужності, що приходить на один трансформатор.

Результати розрахунків зводимо в таблицю 2.5.

Таблиця 2.5 – Визначення числа трансформаторів в цеху (відділенні)

Назва цеху (номер на генплані),	Загальне розрахункове навантаження з врахуванням освітлення, <i>кВт</i>	Мінімальне число трансформаторів
Сірчаноокислотне відділення (1)	858.28	1.19
Пічне відділення №1 (2)	854.66	1.19
Кислотне відділення (3)	681.49	0.95
Склад апатитів (4)	213.26	0.29
Оперативне відділення (5)	373.69	0.52
Склад готової продукції (6)	167.33	0.23
Цех фторсолей (7)	634.52	0.88
Ковальський цех (8)	919.53	1.28
Пічне відділення №2 (9)	694.09	0.97
Цех тукосумішей (10)	381.41	0.53
Ремонтно-механічний цех (11)	276.66	0.38
Цех суперсосфотів (12)	576.5	0.80
Компресорна (13)	351.33	0.49
Заводоуправління (14)	412.96	0.57
Цех СМС (15)	863.13	1.20
Котельня (16)	1732.4	2.42

З таблиці 2.5 видно, на які відділення припадає найбільше навантаження, тому, встановлюємо на КТП 1, 2, 8, 9, 11, 15, 16 відділення.

Вибираємо двох обмоткові трансформатори, масляні, типу: ТМ – 1000/10/0.4 кВ (таблиці 2.6., 2.7) [12].

Таблиця 2.6 – Параметри трансформаторів цехових КТП

Тип	$S_{ном},$ кВА	$U_{ном},$ кВ		$u_{кз},$ %	$P_{кз},$ кВт	$P_{хх},$ кВт	$i_{хх},$ %	Схема та група з'єднання обмоток
		ВН	НН					
ТМ-1000/10-У1	1000	10	0.4	5.5	11.0	2.45	1.4	Δ-У ₀ -11

Таблиця 2.7 – Розподіл електричного навантаження КТП

Назва КТП	Споживачі	Місце розміщення на генплані	$P_p,$ кВт	Кількість та потужність трансформаторів
КТП-1	Цех 1,4	Цех 1	1171.54	2×100 кВА
КТП-3	Цех 3, 13, 10	Цех 3	1414.23	2×100 кВА
КТП-8	Цех 8, 6, 14	Цех 8	1499.82	2×100 кВА
КТП-9	Цех 9, 12	Цех 9	1271.03	2×100 кВА
КТП-11	Цех 2,5,11	Цех 11	1505.01	2×100 кВА
КТП-15	Цех 7, 15	Цех 15	1497.65	2×100 кВА
КТП-16	Цех 16	Цех 16	1732.4	2×100 кВА

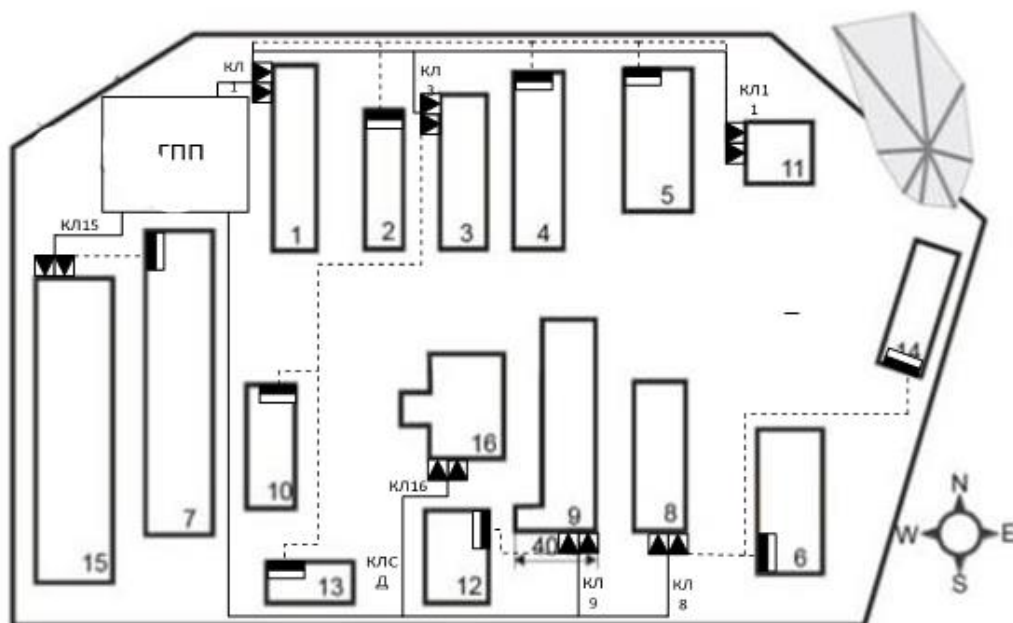


Рисунок 2.2. – Розміщення цехових трансформаторних підстанцій.

2.4 Розрахунок мережі зовнішнього електропостачання підприємства

Вибір напруги та розподіл за мережами залежить від потужності споживаної підприємством, віддаленість від джерела живлення, напругою джерела, кількості та одинарної потужності ЕП [12].

Економічну доцільність напруги ГПП оцінюємо за виразом [12]:

$$U = \frac{1000}{\sqrt{\frac{500}{L} + \frac{2500}{P}}} = \frac{1000}{\sqrt{\frac{500}{10} + \frac{2500}{10.230}}} = 58.28 \text{ кВ},$$

де, L – відстань до джерела живлення, км;

P – потужність, що передається (приймаємо рівною розрахунковому навантаженню підприємства), МВт.

Приймаємо напругу лінії живлення ГПП: $U = 110 \text{ кВ}$.

Згідно вимог до схем електропостачання з ГПП [12] на стороні ВН ГПП (110 кВ) приймаємо схему – два блоки з вимикачами й неавтоматичною перемичкою зі сторони лінії; на стороні НН ГПП (10 кВ) – обхідну систему секційних шин, обладнаних вакуумним вимикачем з пристроєм АВР.

Передбачаємо електропостачання підприємства двома повітряними лініями з розміщенням ГПП згідно розрахованого центру навантажень.

Визначаємо потужність трансформаторів на ГПП за формулою [12]:

$$S_{н.тр} = \frac{S_{р.ГПП}}{N_{тр.} \cdot \beta_{тр.}} = \frac{11399.89}{2 \cdot 0.7} = 8143 \text{ кВА},$$

де, $S_{р.ГПП}$ – загальна розрахункова потужність на стороні ВН ГПП, кВА;

$\beta_{тр.} = 0.7$ – приймаємо коефіцієнт завантаження ГПП [12].

Провівши заокруглення отриманого значення в бік зростання приймаємо трансформатори типу ТДН-10000-115/11 кВ [15]. Характеристика представлена в таблиці 2.8.

Таблиця 2.8. – Паспортні дані трансформатора ГПП

Тип	$S_{ном},$ кВА	$U_{ном},$ кВ		$u_{кз},$ %	$P_{кз},$ кВт	$P_{хх},$ кВт	$i_{хх},$ %	Схема та група з'єднання обмоток
		ВН	НН					
ТДН-10000/110	10000	10	0.4	10.5	58.0	14.0	0.9	Y ₀ - Δ-11

Враховуючи, що коефіцієнт завантаження трансформаторів ГПП приймаємо рівним 0.7, то в після аварійному режимі трансформатори повинні забезпечувати повну необхідну потужність підприємства врахуванням допустимого перевантаження (до 40%).

Проводимо перевірку трансформаторів ГПП щодо можливості роботи в після аварійному режимі за рівнянням [12]:

$$S_{р.ГПП} = 11399.89 \text{ кВА} < 1.4 \cdot S_{н.тр} = 1.4 \cdot 10000 = 14000 \text{ кВА}.$$

Умова виконується.

Ланки живлення 110 кВ для забезпечення необхідної надійності роботи електричного обладнання виконуємо проводом АС. Вибір січення здійснюємо за розрахунковим струмом за нагрівом.

Розрахунковий струм на одну лінію визначаємо за формулами [12]:

– в нормальному режимі:

$$I_p = \frac{S_{р.ГПП}}{2 \cdot \sqrt{3} \cdot U_n} = \frac{11399.89}{2 \cdot \sqrt{3} \cdot 110} = 29.92 \text{ А};$$

– в аварійному режимі:

$$I_{ав} = \frac{S_{р.ГПП}}{\sqrt{3} \cdot U_n} = \frac{11399.89}{\sqrt{3} \cdot 110} = 59.84 \text{ А}.$$

Вибираємо провід АС – 70/11 з допустимим струмом 265 А. Обране січення перевіряємо виконання умов [12]:

– допустимий струм при номінальному, та аварійному, ремонтному режимі при відімкненні однієї з ліній живлення:

$$I_p \leq I_{\text{дон}}; \quad 1.3 \cdot I_{\text{дон}} \geq I_{\text{p.max}},$$

де, 1.3 – коефіцієнт допустимого перевантаження лінії,

$$29.92 \text{ A} < 265 \text{ A};$$

$$1.3 \cdot 265 = 344.5 > 59.84.$$

– допустима механічна міцність:

Згідно умови механічної міцності за ПУЕ [18] на повітряних лініях 110 кВ можуть застосовуватися сталевалюмінієві проводи з січенням не менше 70 мм^2 :

$$F_{\text{розр}} = 70 \text{ мм}^2 > F_{\text{min}} = 70 \text{ мм}^2.$$

– допустима втрата напруги:

$$L_{\text{дон}} = \ell_{\Delta U 1\%} \cdot \Delta U_{\text{дон}\%} \cdot k_3 \geq L, \quad (2.14)$$

де, $\ell_{\Delta U 1\%}$ – довжина лінії при повному завантаженні на 1% втрати напруги;

приймаємо $\ell_{\Delta U 1\%} = 5.1 \text{ км}$;

$\Delta U_{\text{дон}\%}$ – допустима втрата напруги, % ($\Delta U_{\text{дон}} = 5\%$, $\Delta U_{\text{дон.ав}} = 10\%$);

$k_3 = \frac{I_{\text{дон}}}{I_p}$ – коефіцієнт, обернений коефіцієнту завантаження лінії;

$L_{\text{дон}}$ – допустима довжина лінії, км;

L – фактична довжина лінії, км.

Згідно (2.14) отримаємо:

– в нормальному режимі:

$$L_{\text{дон}} = 5.1 \cdot 5 \cdot 265 / 29.92 = 225.85 \text{ км} > L = 10 \text{ км};$$

– в аварійному режимі:

$$L_{\text{дон}} = 5.1 \cdot 10 \cdot 175 / 59.84 = 225.85 \text{ км} > L = 10 \text{ км}.$$

Умова виконується.

Висновок: вибираємо провід АС з січенням 70/11 на металічних опорах для підприємства на ГПП. Де оптимальним є встановлення двох трансформаторів типу ТДН – 10000 – 110/10кВ.

Принципальна схема подана на рисунку 2.3.

де, I_p – значення розрахунковий струму, A ;

$j_{ек}$ – нормоване значення густини струму, $A/мм^2$ [15].

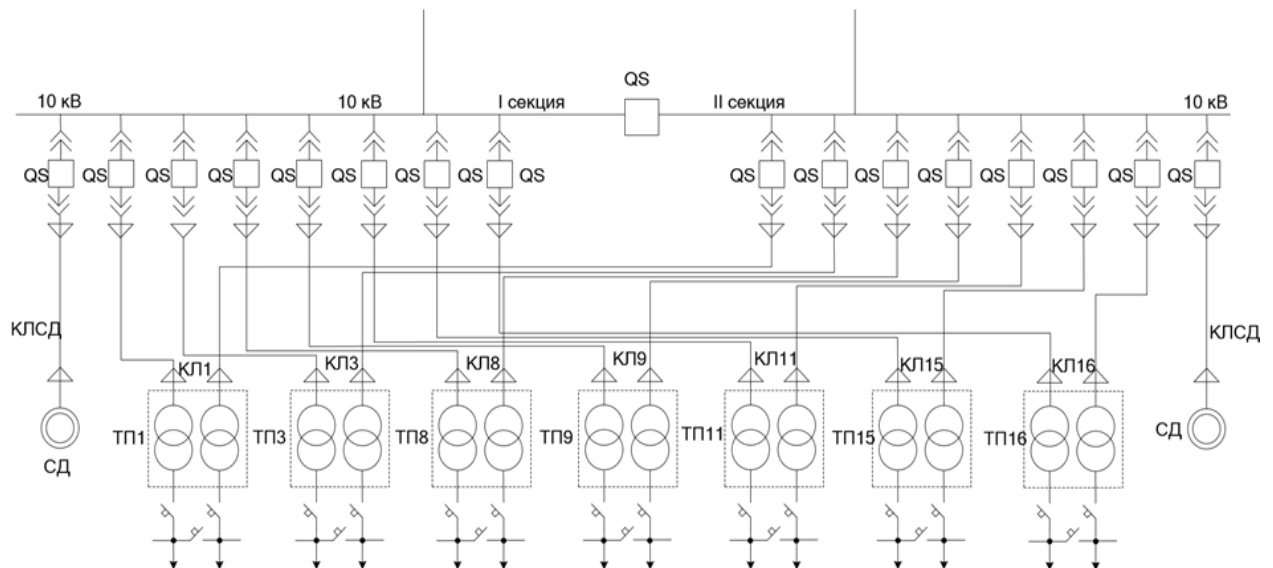


Рисунок 2.4 – Однолінійна схема внутрішньої розподільної мережі підприємства.

Проведемо для прикладу розрахунок і вибір кабельної лінії з перевіркою січення КЛ15 для живлення КТП-15 (10 кВ) від шини ГПП:

1. Визначаємо розрахунковий струм КЛ15:

$$I_p = \frac{n_{тр} \cdot S_{н.тр}}{n_{лін.} \cdot \sqrt{3} \cdot U_{ном}} = \frac{2 \cdot 1000}{2 \cdot \sqrt{3} \cdot 10} = 57.74 \text{ A},$$

де, $n_{лін.}$ – число ліній живлення.

Згідно формули 2.15 економічна густина струму становить:

$$F_{ек} = \frac{57.74}{1.2} = 48.11 \text{ мм}^2.$$

Найближче значення перерізу КЛ: $S = 50 \text{ мм}^2$, $I_{дон} = 140 \text{ A}$ [15].

Здійснюємо відповідність вибраного перерізу наступним умовам:

1. За нагрівом максимальним робочим струмом і струмом після аварійного режиму.

Довго допустимий струм кабелю $I_{\text{дон}}$, що відповідає обраному за нормованою щільністю перерізу, повинен забезпечити теплове нагрівання проходження по лінії максимального розрахункового струму за виразом [15]:

$$I_{\text{дон}} = \frac{I_p}{K_1 \cdot K_2}, \quad (2.16)$$

де, K_1, K_2 – коефіцієнти, що враховують вплив температур навколишнього середовища та вплив поряд прокладених кабельних ліній, відповідно [15].

Згідно прийнятих умов: $K_1 = 1, K_2 = 1$, тоді,

$$I_{\text{дон}} = 140 \text{ A} \geq \frac{I_p}{K_1 \cdot K_2} = \frac{57.74}{1 \cdot 1} = 57.74 \text{ A}.$$

Умова виконана.

Січення жил ліній, які можуть працювати в після аварійних режимах з перевантаженням, вибирають за умовою [15]:

$$K_{\text{пер}} \cdot I_{\text{дон}} = \frac{I_{\text{н.ав}}}{K_1 \cdot K_2}, \quad (2.17)$$

де, $I_{\text{н.ав}}$ – розрахунковий струм лінії в після аварійному режимі, A ;

$K_{\text{пер}}$ – кратність перевантаження, в нашому випадку $K_{\text{пер}} = 1.2$ [8].

Струм лінії в після аварійному режимі дорівнює подвійному струму номінального режиму, тому:

$$K_{\text{пер}} \cdot I_{\text{дон}} = 1.2 \cdot 140 = 168 \text{ A} \geq \frac{I_{\text{н.ав}}}{K_1 \cdot K_2} = \frac{2 \cdot 57.74}{1 \cdot 1} = 115.48 \text{ A}.$$

Умова виконується.

Попередньо вибираємо кабель: *ААШВ* – 3×50 , спосіб прокладання – траншея [15].

Для лінії *ГПП – СД* :

$$I_p = \frac{P_{\text{н.СД}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}} \cdot \eta_{\text{ном}} \cdot \cos \varphi_{\text{ном}}} = \frac{1600}{\sqrt{3} \cdot 10 \cdot 0.96 \cdot 0.9} = 106.92 \text{ A},$$

де, $P_{\text{н.СД}}$ – номінальна потужність синхронного двигуна, kВт ;

$U_{\text{ном}}$ – номінальна напруга kВ .

$\eta_{ном}$ – к.к.д. синхронного двигуна;

$\cos \varphi_{ном}$ – номінальне значення коефіцієнта потужності синхронного двигуна, згідно паспорту: $\cos \varphi_{ном} = 0.9$.

Згідно формули 2.15 економічна густина струму становить:

$$F_{ек} = \frac{106.92}{1.2} = 89.1 \text{ мм}^2.$$

Найближче значення перерізу КЛ: $S = 95 \text{ мм}^2$, $I_{дон} = 205 \text{ А}$ [15].

Перевірку тепловим режимом з урахуванням поправочних коефіцієнтів умови прокладання кабелів проводимо аналогічним чином.

Після аварійного режиму немає, перевірка не потрібна.

2. За нагріванням від короткочасного виділення тепла струмом КЗ – фактор термічної стійкості.

Перевірка провідників на термічну стійкість при КЗ полягає у визначенні їх температури нагріву до моменту відключення КЗ та порівняння цієї температури із гранично допустимою температурою нагріву при КЗ. Провідник задовольняє умову термічної стійкості, якщо температура нагріву провідника на момент відключення КЗ вбирається у його гранично допустиму температуру нагрівання.

Цей етап перевірки проводимо після розрахунків струмів КЗ. Для інших кабелів розрахунок провадиться аналогічно. Зведемо дані щодо попереднього вибору кабелів внутрішньозаводської мережі до таблиці 2.9.

Таблиця 2.9 – Розрахунок вибору кабелів внутрішньої мережі

Номер лінії	Призначення лінії	Кількість ліній	Розрахункове навантаження на 1 кабель		Довжина лінії	Спосіб прокладання	$F_{ек},$ $мм^2$	Допустиме навантаження на 1 кабель		Повірка за нагрівом		Марка кабелю, вибраного за допустимим нагрівом	$R_0,$ $Ом/км$	$X_0,$ $Ом/км$	$R,$ $Ом$	$X,$ $Ом$
			Ном. режим I_p, A	П. авар. режим $I_{п.ав}, A$				Ном. режим $I_{доп}, A$	П. ав. режим $1.2 \cdot I_{доп}, A$	$\frac{I_p}{K_1 \cdot K_2},$ A	$\frac{I_{п.ав}}{K_1 \cdot K_2},$ A					
КЛ-1	ГПП-КТП1	2	57.74	115.47	0.027	траншея	48.11	140	168	67.93	135.86	ААШВ – 3×50	0.625	0.0625	0.017	0.002
КЛ-3	ГПП-КТП3	2	57.74	115.47	0.152	траншея	48.11	140	168	67.93	135.86	ААШВ – 3×50	0.625	0.0625	0.095	0.009
КЛ-8	ГПП-КТП8	2	57.74	115.47	0.427	траншея	48.11	140	168	74.03	148.06	ААШВ – 3×50	0.625	0.0625	0.267	0.027
КЛ-9	ГПП-КТП9	2	57.74	115.47	0.373	траншея	48.11	140	168	74.03	148.06	ААШВ – 3×50	0.625	0.0625	0.233	0.023
КЛ-11	ГПП-КТП11	2	57.74	115.47	0.425	траншея	48.11	140	168	67.93	135.86	ААШВ – 3×50	0.625	0.0625	0.078	0.008
КЛ-15	ГПП-КТП15	2	57.74	115.47	0.054	траншея	48.11	140	168	57.74	115.47	ААШВ – 3×50	0.625	0.0625	0.034	0.003
КЛ-16	ГПП-КТП16	2	57.74	115.47	0.347	траншея	48.11	140	168	74.03	148.06	ААШВ – 3×50	0.625	0.0625	0.217	0.021
КЛ-СД	ГПП-СД	1	106.92	–	0.293	траншея	89.1	205	246	137.08	–	ААШВ – 3×95	0.320	0.083	0.094	0.024

2.6 Висновки до другого розділу

Для прийняття рішень щодо технічних заходів забезпечення надійності заводу та ремонтно-механічного цеху (ланки до 0.4 кВ) встановлено:

– розрахунки електричних навантажень ремонтно-механічного цеху шляхом упорядкованих діаграм показали, що розрахунковий струм по цеху $I_p = 529,34 \text{ A}$, загальна розрахункова потужність цеху: $S_p = 347,99 \text{ кВА}$;

– на основі визначення загальної потужності підприємства з врахуванням освітлювального та високовольтного навантаження побудована картограму електричних навантажень;

– проведені розрахунки вибору числа та потужності цехових силових трансформаторів дозволили провести встановлення обладнання $ТМ - 1000 / 10 / 0,4 \text{ кВ}$ за оптимальний розподілом навантаження;

– зовнішнє електропостачання здійснюємо двох ланцюговою повітряною лінією електропередачі дротом $АС - 70 / 161$; електропостачання цехових трансформаторів проводимо за радіальною схемою кабелями марки $ААШ$ напругою 10 кВ.

3 ПРОЕКТНО-КОНСТРУКТОРСЬКИЙ РОЗДІЛ

Для забезпечення надійності електричного обладнання ЕП підприємства, необхідно провести розрахунки короткого замикання (КЗ), з метою вибору апаратури та перевірки елементів електроустановок на електродинамічну та термічну стійкість, а також уставок спрацьовування захисту, перевірки їх на чутливість [16].

При розрахунку струмів КЗ приймають такі припущення, які не створюють істотних похибок [16]: трифазну мережу приймаємо симетричною; не враховуємо струми навантаження; не враховуємо ємнісні струми у ПЛ та КЛ; не враховуємо насичення магнітних кіл; не враховуються струми намагнічування трансформаторів.

3.1 Розрахунок струмів короткого замикання в мережі понад 1000

Для прикладу проводимо розрахунки струмів КЗ для ділянки розподільної мережі 10кВ, ГПП – КТП – 8, СД. Проставляємо на схемі розрахункові точки і складаємо розрахункову схему [16] (рисунок 3.1).

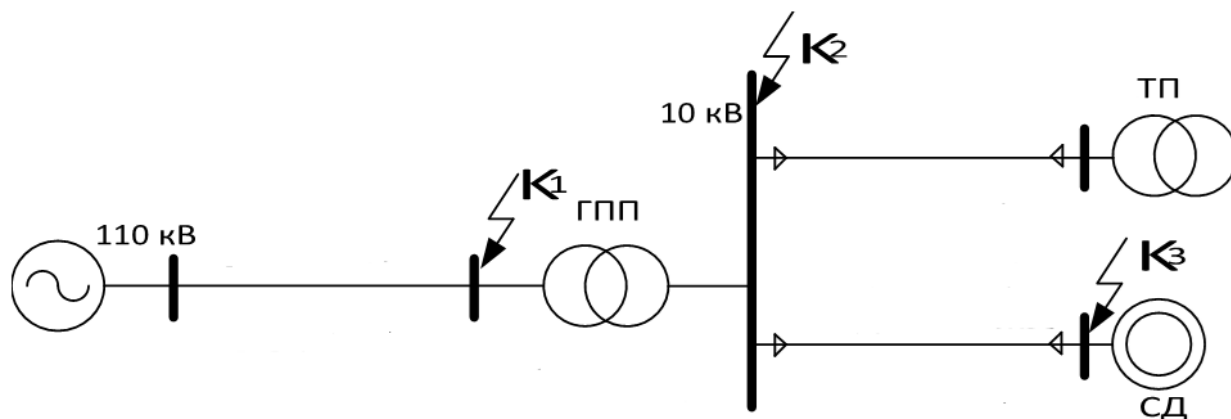


Рисунок 3.1 – Однолінійна розрахункова схема для ГПП – КТП – 8, СД.

Розрахунок ведемо у відносних одиницях. Для цього, всі розрахункові дані приводимо до базисної напруги та базової потужності. Розмір базисної напруги

перевищує номінальне на 5%. Отже, використовуючи стандартний ряд базисної напруги, приймаємо $U_{\delta 1} = 115 \text{ кВ}$, $U_{\delta 2} = 10.5 \text{ кВ}$ [17]. За базисну потужність приймаємо $S_{\delta} = 100 \text{ МВА}$.

Приймаємо, що джерело енергосистеми нескінченної потужності $S_M = \infty$ і, відповідно, індуктивний опір становить $x_M = 0$.

Здійснюємо розрахунок параметрів [16]:

1. Опори повітряної лінії 110кВ:

$$r_{BL} = r_0 \cdot l \cdot \left(\frac{S_{\delta}}{U_{\delta}^2} \right) = 0.422 \cdot 10 \cdot \left(\frac{100}{115^2} \right) = 0.03 \text{ в.о.};$$

$$x_{BL} = x_0 \cdot l \cdot \left(\frac{S_{\delta}}{U_{\delta}^2} \right) = 0.444 \cdot 10 \cdot \left(\frac{100}{115^2} \right) = 0.03 \text{ в.о.},$$

де, $l = 10 \text{ км}$ – довжина повітряної лінії;

$U_{\delta 1}$ – базисна напруга даного ступеня навантаження, кВ;

r_0 – значення активного опору 1 км лінії, АС – 70;

x_0 – значення активного опору 1 км лінії, АС – 70.

2. Опір трансформатора ГПП ТДН – 10000 / 110:

$$x_{тр} = \frac{U_{кз}}{100} \cdot \frac{S_{\delta}}{S_{ном.тр}} = \frac{10.5}{100} \cdot \frac{100}{10} = 1.05 \text{ в.о.}$$

де, $S_{ном.тр}$ – номінальна напруга трансформатора, кВА;

$U_{кз}$ – напруга короткого замикання трансформатора, кВ;

Активним опором нехтуємо, враховуючи велику потужність трансформатора.

3. Опори кабельної лінії КЛ – СД:

$$r_{KL} = r_0 \cdot l \cdot \left(\frac{S_{\delta}}{U_{\delta 2}^2} \right) = 0.320 \cdot 0.293 \cdot \left(\frac{100}{10.5^2} \right) = 0.09 \text{ в.о.};$$

$$x_{KL} = x_0 \cdot l \cdot \left(\frac{S_{\delta}}{U_{\delta}^2} \right) = 0.083 \cdot 0.293 \cdot \left(\frac{100}{10.5^2} \right) = 0.02 \text{ в.о.},$$

де, l – довжина кабельної лінії, км;

$U_{\delta 2}$ – базисна напруга даного ступеня трансформації, кВ;

r_0 – значення активного опору 1 км лінії, ААШв – 3×95;

x_0 – значення реактивного опору 1 км лінії, ААШв – 3×95.

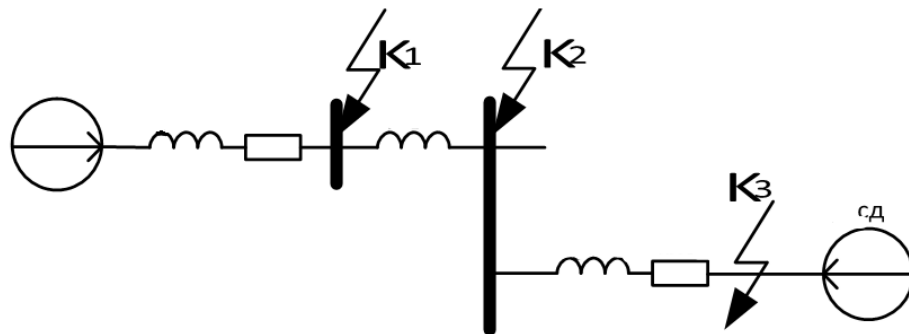


Рисунок 3.2 – Однолінійна схема заміщення.

Згідно схеми заміщення (рис. 3.2) проведемо розрахунки за контрольними точками.

Точка K_3 – струм КЗ від СД: приймаємо: $E'' = 1.1$, $x_d'' = 0.2$,

$$I_{\text{ном.СД}} = \frac{P_{\text{н.СД}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}} \cdot \eta_{\text{ном}} \cdot \cos \varphi_{\text{ном}}} = \frac{1600}{\sqrt{3} \cdot 10 \cdot 0.96 \cdot 0.9} = 106.92 \text{ A.}$$

$$I_{K3}^{(3)} = \frac{E'' \cdot I_{\text{ном.СД}}}{x_d''} = \frac{1.1 \cdot 106.92}{0.2} = 0.59 \text{ кА.}$$

Точка K_2 . Базовий струм має значення [16]:

$$I_{\delta 2} = \frac{S_{\delta}}{\sqrt{3} \cdot U_{\delta 2}} = \frac{100}{\sqrt{3} \cdot 10.5} = 5.49 \text{ кА.}$$

Загальний опір становить [16]:

$$Z_{\text{рез.2}} = \sqrt{(r_{\text{ПЛ}})^2 + (x_{\text{ПЛ}} + x_{\text{мп}})^2} = \sqrt{(0.03)^2 + (0.03 + 1.05)^2} = 1.08 \text{ в.о.}$$

Так як довжина кабельної лінії СД є меншою трьохсот метрів, то на значення струму в точці K_2 в режимі КЗ має вплив СД.

Початкове значення періодичної складової струму трифазного КЗ від системи становить:

$$I_{K3}^{(3)} = \frac{I_{\delta 2}}{Z_{рез.2}} = \frac{5.49}{1.08} = 5.08 \text{ кА}.$$

Додатковий струм від СД становить:

$$I_{K3.СД}^{(3)} = \frac{E'' \cdot I_{ном.СД}}{\sqrt{r_{КЛ}^2 + (x_d'' + x_{КЛ.СД})^2}} = \frac{1.1 \cdot 106.92}{\sqrt{0.09^2 + (0.2 + 0.02)^2}} = 0.49 \text{ кА}.$$

Початкове значення періодичної складової струму трифазного КЗ в точці K_2 [2]:

$$I_{K3.K_2}^{(3)} = I_{K3}^{(3)} + I_{K3.СД}^{(3)} = 5.08 + 0.49 = 5.57 \text{ кА},$$

а ударний струм КЗ [16]:

$$i_{y\delta} = \sqrt{2} \cdot k_{y\delta} \cdot I_{K3.K_2}^{(3)} = \sqrt{2} \cdot 1.99 \cdot 5.57 = 15.68 \text{ кА},$$

де, $k_{y\delta}$ – ударний коефіцієнт, що обраховується наступним чином [16]:

$$k_{y\delta} = 1 + e^{-0.01/T_a} = 1 + e^{-0.01/36} = 1.99,$$

де, $T_a = x/r = 36$.

Точка K_1 . Базовий струм має значення [16]:

$$I_{\delta 1} = \frac{S_{\delta}}{\sqrt{3} \cdot U_{\delta 1}} = \frac{100}{\sqrt{3} \cdot 115} = 0.5 \text{ кА}.$$

Загальний опір становить [16]:

$$Z_{рез.1} = \sqrt{(r_{III})^2 + (x_{III})^2} = \sqrt{(0.03)^2 + (0.03)^2} = 0.04 \text{ в.о.}$$

Початкове значення періодичної складової струму трифазного КЗ від системи становить:

$$I_{K3}^{(3)} = \frac{I_{\delta 1}}{Z_{рез.1}} = \frac{0.5}{0.04} = 12.5 \text{ кА}.$$

Ударний струм КЗ [16]:

$$i_{y\delta} = \sqrt{2} \cdot k_{y\delta} \cdot I_{K3.K_2}^{(3)} = \sqrt{2} \cdot 1.99 \cdot 12.5 = 35.18 \text{ кА},$$

де, $k_{y\partial}$ – ударний коефіцієнт, що обраховується наступним чином [16]:

$$k_{y\partial} = 1 + e^{-0.01/T_a} = 1 + e^{-0.01/1} = 1.99,$$

де, $T_a = x/r = 1$.

Дані зводимо в таблицю 3.1

Таблиця 3.1. – Зведена відомість струмів КЗ

Розрахунковий струм	K_1	K_2
$I_{КЗ}^{(3)}$	12.5	5.57
$i_{y\partial}$	35.18	15.68

Перевірка *КЛ – ТП8* проводимо за струмами КЗ в точці K_2 , так як за результатами розрахунку струми КЗ в цій точці є більші чим на кінці лінії.

Для перевірки перерізу кабелю на термічну стійкість до струмів КЗ використовуємо вираз [14], $мм^2$:

$$F_{\min} = \sqrt{B_k} / C_T, \quad (3.1)$$

де, C_T – коефіцієнт, що залежить від температури при КЗ і матеріалу провідника; в нашому випадку: $C_T = 95 \text{ A} \cdot \text{c}^{1/2} / \text{мм}^2$ [14];

B_k – тепловий імпульс струму КЗ $\text{A} \cdot \text{c}^2$, який визначаємо з формули [17]:

$$B_k = I_{0.n}^2 \cdot (t_{p.вм} + T_a) = 5.57^2 \cdot (0.055 + 0.115) = 5.27 \cdot 10^6,$$

де, $I_{0.n}$ – початкове діюче значення періодичної складової струму КЗ, кА ;

$t_{p.вм}$ – розрахунковий час вимкнення струму КЗ, с ;

T_a – постійна часу затухання аперіодичної складової струму КЗ.

Постійну затухання аперіодичної складової струму КЗ визначаємо як [17]:

$$T_a = x_\Sigma / \omega \cdot r_\Sigma = 1.08 / 314 \cdot 0.03,$$

де, x_Σ , r_Σ – результуючі індуктивний та активний опори відносно точки КЗ, Ом .

Розрахунковий час вимкнення струму КЗ визначаємо з виразу [17]:

$$t_{p.вм} = t_{p3} + t_{вм.вум} = 0.03 + 0.025 = 0.055 \text{ с},$$

де, $t_{\text{вм.вум}}$ – час відімкнення вакуумного вимикача, $t_{\text{вм.вум}} = 0.025 \text{ с}$.

t_{P3} – час дії релейного захисту, с ; визначаємо з виразу [17]:

$$t_{P3} = t_{P3.\text{min}} + \Delta t_c = 0.03 + 0 = 0.03 \text{ с},$$

де, $t_{P3.\text{min}}$ – час відімкнення вакуумного вимикача, $t_{\text{вм.вум}} = 0.025 \text{ с}$.

Δt_c – ступінь селективності (в залежності від числа ступеней розподілення електричної енергії на підприємстві).

Отже, згідно 3.1 отримуємо площу перерізу кабелю:

$$F_{\text{min}} = \frac{\sqrt{5.26 \cdot 10^6}}{95} = 24.16 \text{ мм}^2.$$

Умова виконана. Вибраний для КЛ – ТП8 кабель марки ААШв 3×50 відповідає термічній стійкості до струму КЗ.

Виконуємо перевірку вибраного перерізу на втрату напруги [14]:

$$\Delta U_{\text{КЛ}} = \frac{P \cdot r_0 \cdot \ell + Q \cdot x_0 \cdot \ell}{10 \cdot U_{\text{ном}}^2} = \frac{1499.82 \cdot 0.625 \cdot 0.427 + 1722.72 \cdot 0.0625 \cdot 0.427}{10 \cdot 10^2} = 0.45,$$

де, ℓ – довжина лінії, км ;

P , Q – активна та реактивна потужність, що передається лінією;

r_0 , x_0 – погонні активні та реактивні опори КЛ, $\text{Ом} / \text{км}$.

Відносні втрати напруги вважаються допустимими [14] якщо в після аварійних режимах роботи не перевищують в мережах ВН 10 %. В нашому випадку, кабель ААШв 3×50 задовольняє всім вимогам. Результати перевірки кабелів подано в табл. 3.2.

Таблиця 3.2 – Результати перевірки кабелів на термічну стійкість.

Номер лінії	Призначення лінії	Кількість	Марка і переріз кабелю	Довжина лінії ℓ , км	S_{min} , мм^2 , за термічною стійкістю	$\Delta U_{\text{КЛ}}$, %
КЛ-1	ГПП-КТП1	2	ААШв 3×50	0.027	24.16	0,02
КЛ-3	ГПП-КТП3	2	ААШв 3×50	0.152	24.16	0,15

– Продовження таблиці 3.2

Номер лінії	Призначення лінії	Кількість ліній	Марка і переріз кабелю	Довжина лінії l , км	S_{\min} , мм ² , за термічною стійкістю	ΔU_{KL} , %
КЛ-8	ГПП-КТП8	2	ААШв 3×50	0.427	24.16	0.45
КЛ-9	ГПП-КТП9	2	ААШв 3×50	0.373	24.16	0.31
КЛ-11	ГПП-КТП11	2	ААШв 3×50	0.125	24.16	0.13
КЛ-15	ГПП-КТП15	2	ААШв 3×50	0.054	24.16	0.06
КЛ-16	ГПП-КТП16	2	ААШв 3×50	0.347	24.16	0.42
КЛ-СД	ГПП-СД	1	ААШв 3×95	0.293	24.16	0.09

3.2 Розрахунок струмів короткого замикання в ланках до 1000 В

Особливості розрахунків струмів КЗ в ланках до 1000 В [17]:

– потужність системи ($S_{\text{сист.}}$) приймаємо нескінченною, тобто напруга на шинах цехових ТП є незмінною при КЗ в мережі;

– враховуємо активні й реактивні опори до точки КЗ всіх елементів мережі.

Розрахунки проводимо в іменованих одиницях, напругу приймаємо на 5% вищою від номінальної напруги мережі ($U_{\text{ном}} = 380 \text{ В}$).

Розрахунок трифазних струмів КЗ [17].

Струм трифазного КЗ визначаємо за формулою:

$$I_{K3}^{(3)} = \frac{U_{\text{ср.ном}}}{\sqrt{3} \cdot Z_{\text{рез}}}, \quad (3.2)$$

де, $Z_{\text{рез}}$ – повний опір до точки КЗ, Ом.

Ударний струм КЗ визначаємо за формулою:

$$i_{\text{уд}} = \sqrt{2} \cdot k_{\text{уд}} \cdot I_{K3}^{(3)}, \quad (3.3)$$

де, $k_{\text{уд}}$ – ударний коефіцієнт, що приймаємо за кривими затухання [17].

Розрахунки здійснюємо за розрахунковою схемою (рис. 3.2).

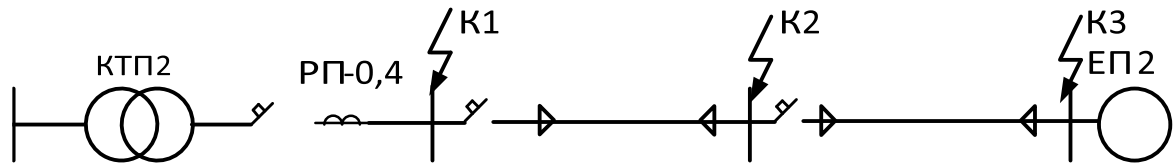


Рисунок 3.2 – Розрахункова схема розподільної мережі.

Визначаємо необхідні опори для розрахунків трифазного КЗ за довідковими даними [17].

1. Опори трансформатора: $R_{mp} = 1 \text{ мОм}$; $X_{mp} = 6.5 \text{ мОм}$.
2. Опори первинної обмотки ТС: $R_{TC} = 0.11 \text{ мОм}$; $X_{TC} = 0.17 \text{ мОм}$.
3. Опори автоматичного вимикача $QF1$:
 $R_{QF1} = 0.07 \text{ мОм}$; $X_{QF1} = 0.08 \text{ мОм}$; $R_{kQF1} = 0.08 \text{ мОм}$.
4. Опори автоматичного вимикача $QF2$:
 $R_{QF2} = 0.40 \text{ мОм}$; $X_{QF2} = 0.50 \text{ мОм}$; $R_{kQF2} = 0.60 \text{ мОм}$.
5. Опори автоматичного вимикача $QF3$:
 $R_{QF3} = 0.40 \text{ мОм}$; $X_{QF3} = 0.50 \text{ мОм}$; $R_{kQF3} = 0.60 \text{ мОм}$.
6. Опори кабельної лінії $ШМА1$: $R_{ШМА1} = 102.4 \text{ мОм}$; $X_{ШМА1} = 51.2 \text{ мОм}$.
7. Опори кабельної лінії $КЛ2$: $R_{КЛ2} = 7.1 \text{ мОм}$; $X_{КЛ2} = 0.8 \text{ мОм}$.
8. Перехідні опори РП: $R_{РП.НН} = 15 \text{ мОм}$.

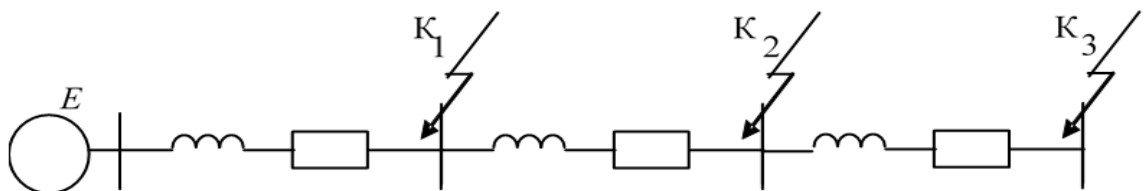


Рисунок 3.3 – Спрощена схема заміщення цехової мережі.

Згідно схеми заміщення (рис.3.3) визначаємо еквівалентні опори до точок КЗ:

$$R_1 = R_{mp} + R_{QF1} + R_{kQF1} + R_{TC} + R_{ПП.НН} = 1.0 + 0.07 + 0.08 + 0.11 + 15.0 = 16.26 \text{ мОм};$$

$$X_1 = X_{mp} + X_{QF1} + X_{TC} = 6.5 + 0.08 + 0.17 = 6.75 \text{ мОм};$$

$$R_2 = R_{QF2} + R_{kQF2} + R_{ШМА1} = 0.40 + 0.60 + 102.4 = 103.4 \text{ мОм};$$

$$X_2 = X_{QF2} + X_{ШМА1} = 0.50 + 51.2 = 51.7 \text{ мОм};$$

$$R_3 = R_{QF3} + R_{kQF3} + R_{КЛ2} = 0.40 + 0.60 + 7.1 = 8.1 \text{ мОм}$$

$$X_3 = X_{QF3} + X_{КЛ2} = 0.50 + 0.8 = 1.3 \text{ мОм}.$$

Для прикладу, проведемо розрахунок струму КЗ для точки K_1 :

$$Z_{k1} = \sqrt{R_1^2 + X_1^2} = \sqrt{16.26^2 + 6.75^2} = 17.61 \text{ мОм}.$$

Згідно формул 3.2 та 3.3 отримуємо:

$$I_{K3}^{(3)} = \frac{400}{\sqrt{3} \cdot 17.61} = 13.11 \text{ кА};$$

$$i_{y0} = \sqrt{2} \cdot 1 \cdot 13.11 = 18.54 \text{ кА}.$$

Згідно рисунку [17] визначаємо k_{y0} ; для цього визначаємо $X_1/R_1 = 0.42$, звідки $k_{y0} = 1$.

Для інших точок розрахунки проводимо за аналогією та заносимо результати в таблицю 3.3.

Розрахунок однофазних струмів КЗ.

Струм однофазного КЗ визначаємо за формулою:

$$I_{K3}^{(3)} = \frac{U_\phi}{\frac{Z_{mp}^{(1)}}{3} + Z_{\phi-0}}, \quad (3.4)$$

де, U_ϕ – фазна напруга в точці КЗ, В;

$Z_{\phi-0}$ – загальний опір петлі «фаза-нуль» до точки КЗ, мОм;

$Z_{mp}^{(1)}$ – загальний опір трансформатора при однофазному КЗ, мОм.

При розрахунках однофазного КЗ схема заміщення не змінюється (рис. 3.3), але необхідно враховувати опір нульового проводу [17]:

$$\text{Опір нульового проводу кабельної лінії: } R_{0-КЛ2} = r_0 \cdot \ell = 12.5 \cdot 12 = 150 \text{ мОм.}$$

$$\text{Індуктивний опір кабельної лінії: } X_{КЛ2} = x_0 \cdot \ell = 0.15 \cdot 12 = 1.8 \text{ мОм.}$$

$$\text{Опір трансформатора: } Z_{mp}^{(1)} 81 \text{ мОм.}$$

Проведемо розрахунки струму КЗ на прикладі точки K_2 .

$$R_1 = R_{QF1} + R_{kQF1} + R_{TC} + R_{ПЛ.НН} = 0.07 + 0.08 + 0.11 + 15.0 = 15.26 \text{ мОм};$$

$$X_1 = X_{QF1} + X_{TC} = 0.08 + 0.17 = 0.25 \text{ мОм};$$

$$R_2 = R_{QF2} + R_{kQF2} + R_{ШМА1} = 0.40 + 0.60 + 102.4 = 103.4 \text{ мОм};$$

$$X_2 = X_{QF2} + X_{ШМА1} = 0.50 + 51.2 = 51.7 \text{ мОм.}$$

Тоді:

$$Z_{\phi-0} = \sqrt{(R_1 + R_2)^2 + (X_1 + X_2)^2} = \sqrt{(15.26 + 103.4)^2 + (0.25 + 51.7)^2} = 129.5 \text{ мОм.}$$

Згідно 3.4 струм однофазного КЗ становить:

$$I_{КЗ}^{(3)} = \frac{230}{\frac{81}{3} + 129.5} = 1.45 \text{ кА.}$$

Для інших точок розрахунки проводимо за аналогією та заносимо результати в таблицю 3.3.

Таблиця 3.3 – Зведена відомість струмів КЗ

Точки розрахунку		K_1	K_2	K_3
Струми КЗ кА	$I_{КЗ}^{(3)}$	13.11	1.73	1.63
	$I_{КЗ}^{(2)}$	11.35	1.49	1.41
	$I_{КЗ}^{(1)}$	5.44	1.35	0.74
	i_{y0}	18.54	2.45	2.31

3.3 Вибір захисного обладнання на ланках 0.4 кВ

При забезпеченні надійності електричного обладнання важливе значення має технічне виконання внутрішньої системи електропостачання на ланках 0.4кВ. Живильні та розподільні мережі можуть бути виконані за радіальними, магістральними та змішаними схемами [14].

Магістральні схеми застосовуються для електропостачання *ЕП*, які обслуговують один агрегат і пов'язані єдиним технологічним процесом, коли припинення електропостачання будь-якого з цих *ЕП* визве припинення роботи всього технологічного агрегату. Магістральні схеми знаходять широке застосування для живлення великої кількості малопотужним *ЕП*, що розподілені відносно рівномірно за площею цеху (металорізальні верстати в цехах механічної обробки металів та інші споживачі) [15].

Магістральні схеми дозволяють відмовитись від застосування громіздкого та дорогого розподільного пристрою або щита на *ТП*. У цьому випадку можливе застосування схеми блоку трансформатор-магістраль, де в якості лінії живлення використовуються шинопроводи (ШМА). За допомогою нормально розімкнених перемичок між магістралями різних *ТП* у місцях стикування можливо забезпечити надійне живлення *ЕП* споживачів II-ї та, навіть, I-ї категорій.

Приймаємо магістральну схему живлення *ЕП* та проводимо вибір захисного обладнання на прикладі ремонтно-механічного цеху підприємства (вихідні дані: таблиця 2.1). Вибір здійснюємо за розрахунковим струмом і проводимо перевірку щодо допустимого падіння напруги.

Проводимо вибір автоматичного вимикача для *ШМА1*: $I_{p.sp} = 207.87 \text{ A}$;

$$I_{зан} = I_{\max.зан} + (I_{p.sp} - K_B \cdot I_{\max.ном}) = 704 + (207.87 - 0.2 \cdot 140.8) = 883.1 \text{ A},$$

де, $I_{\max.зан}$ – найбільший із струмів запуску двигунів у групі згідно паспортних даних, A ;

$I_{\max.ном}$ – номінальний (приведений до $TB=100\%$), струм двигуна з найбільшим струмом запуску, A ;

K_B – коефіцієнт використання для двигуна з найбільшим струмом запуску ($K_B = 0.2$);

$I_{p.зр}$ – розрахунковий струм навантаження всієї групи ЕП, A .

Обґрунтовуємо вибір автоматичного вимикача [15]:

$$I_{н.розщ} = 250 \geq 1.1 \cdot I_{p.зр} = 228.66 A;$$

$$I_{кз} = 1600 \geq 1.25 \cdot I_{зан} = 1.25 \cdot 883.1 = 1103.88 A.$$

Вибираємо автоматичний вимикач $ВА 88-35-250$. Дані вимикача:

Розрахункові дані		Паспортні дані
$U_{ном.} = 0.4 \text{ кВ}$	=	$U_{ном.} = 0.4 \text{ кВ}$
$1.1 \cdot I_{p.зр} = 228.66 A$	<	$I_{н.розщ} = 250 A$
$1.25 \cdot I_{зан} = 1103.88 A$	<	$I_{вст.} = 1600 A$

Проводимо вибір автоматичного вимикача для $ШМА2$: $I_{p.зр} = 306.68 A$;

$$I_{зан} = I_{\max.зан} + (I_{p.зр} - K_B \cdot I_{\max.ном}) = 676 + (306.68 - 0.2 \cdot 135.2) = 955.64 A.$$

Обґрунтовуємо вибір автоматичного вимикача [15]:

$$I_{н.розщ} = 400 \geq 1.1 \cdot I_{p.зр} = 337.35 A;$$

$$I_{кз} = 4000 \geq 1.25 \cdot I_{зан} = 1.25 \cdot 955.64 = 1194.55 A.$$

Вибираємо автоматичний вимикач $ВА 88-37-400$. Дані вимикача:

Розрахункові дані		Паспортні дані
$U_{ном.} = 0.4 \text{ кВ}$	=	$U_{ном.} = 0.4 \text{ кВ}$
$1.1 \cdot I_{p.зр} = 337.35 A$	<	$I_{н.розщ} = 400 A$
$1.25 \cdot I_{зан} = 1194.55 A$	<	$I_{вст.} = 4000 A$

Розрахунок вибору автоматичних вимикачів на окремих ЕП проводимо на прикладі шліфувального напівавтомата ремонтно-механічного цеху.

Визначаємо номінальний струм за формулою [15]:

$$I_{ном} = \frac{P_{ном}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном} \cdot \cos \varphi_{ном} \cdot \eta} = \frac{50}{\sqrt{3} \cdot 0.38 \cdot 0.60 \cdot 0.9} = 140.8 \text{ A};$$

$$I_{кр} = I_{зан} = 5 \cdot I_{ном} = 5 \cdot 140.8 = 704 \text{ A},$$

де, $P_{ном}$ – номінальна потужність двигуна, $кВт$;

$U_{ном}$ – номінальна напруга, $кВ$;

$\cos \varphi_{ном}$ – номінальний коефіцієнт потужності;

η – к.к.д., $\eta = 0.8$ – для ЕП з $P_{ном} \leq 10 кВт$; $\eta = 0.9$ – для ЕП з $P_{ном} > 10 кВт$

Умови для вибору автоматичного вимикача [15]:

$$I_{н.розц} = 200 \geq 1.15 \cdot I_p = 161.92 \text{ A};$$

$$I_{КЗ} = 1250 \geq 1.5 \cdot I_{зан} = 1.5 \cdot 704 = 1056 \text{ A}.$$

Вибираємо автоматичний вимикач $ВА 51-35М2$. Дані вимикача:

Розрахункові дані		Паспортні дані
$U_{ном.} = 0.4 \text{ кВ}$	=	$U_{ном.} = 0.4 \text{ кВ}$
$1.15 \cdot I_p = 161.92 \text{ A}$	<	$I_{н.розц} = 200 \text{ A}$
$1.5 \cdot I_{зан} = 1056 \text{ A}$	<	$I_{вст.} = 1250 \text{ A}$

Вибір вимикачів $ЕП$ ремонтно-механічного цеху зводимо в таблицю 3.4.

Таблиця 3.4 – Вибір автоматичних вимикачів для ЕП ремонтно-механічного цеху

Назва ЕП	$I_p, \text{ A}$	$I_{зан}, \text{ A}$	$1.15 \cdot I_p, \text{ A}$	$1.5 \cdot I_{зан}, \text{ A}$	$I_{н.розц}, \text{ A}$	$I_{вст.}, \text{ A}$	Тип
1	2	3	4	5	6	7	8
Шліфувальний напівавтомат	140.8	704	161.92	1056	200	1250	$ВА 51-35М2$
Поперечно-стругальний верстат	118.3	591.5	136.04	887.25	160	1000	$ВА 51-35М2$

- продовження таблиці 3.4

1	2	3	4	5	6	7	8
Універсально-заточувальний верстат	76.1	380.2	87.51	570.3	100	750	BA 51–35M1
Вертикально-фрезерний верстат	67.6	338	77.74	507	80	630	BA 51–35M1
Токарно-гвинторізний верстат	30.4	152.1	34.96	228.15	40	250	BA 51–35M1
Плоскошліфувальний верстат	59.1	295.7	67.96	443.55	80	630	BA 51–35M1
Гальванічна ванна	11.4	57	13.11	85.5	16	125	BA 51–35M1
Гідравлічний прес	28.9	144.8	33.23	217.2	40	250	BA 51–35M1
Горизонтально-фрезерний верстат	52.9	264.8	60.83	397.2	63	500	BA 51–35M1
Плоскошліфувальний верстат	135.2	676.0	155.48	1014.0	160	1000	BA 51–35M2
Радіально-свердлильний верстат	40.6	202.8	46.69	304.2	50	250	BA 51–35M1
Вентилятор	253.5	1267.6	291.52	1901.4	320	2000	BA 51–35M3
Кран-балка ТВ=25%	94.6	473.2	108.79	709.8	125	1000	BA 51–35M2

Вибір шинопроводів.

Розрахунок проводимо для *ШМА1*. Приймаємо алюмінієвий комплектний шинопровід на номінальний струм *ШРА–73–250–1У3*. За допустимим струмом [15]: $I_{дон} = 250 \text{ A}$; $207.87 < 250 \text{ A}$.

Умова виконується.

Розрахунок для *ШМА2* проводимо аналогічно, а результати розрахунків та вибору зводимо в таблиці 3.5. та 3.6.

Таблиця 3.5 – Результати вибору ШМА

	I_p, A	$I_{доп}, A$	Тип	$R_0, Ом$	$X_0, Ом$	$L, м$
ШМА1	207.87	250	ШРА – 73 – 250	0.2	0.1	512.0
ШМА2	306.68	400	ШРА – 73 – 400	0.13	0.1	426.0

Таблиця 3.6 – Результати вибору ШМА.

№ з/п	№ ділянки	Призначення ділянки	Розрахункове навантаження, $S, кВА$	Розрахунковий струм, I, A	Довжина лінії, $L, км$	Марка ШРА	Допустимий струм, A	Коефіцієнт потужності
1	ШМА1	Шинопровід	110.64	207.87	0,512	ШРА – 73 – 250	250	0.69
2	ШМА2	Шинопровід	70.62	306.68	0,426	ШРА – 73 – 400	400	0.69

Вибір кабельних ліній до ЕП.

Для живлення ЕП приймаємо провід марки АВВГ [14], що призначений для розподілення електричної енергії на пристроях 0,66 кВ та 1 кВ.

Для прикладу, виберемо кабель для гідравлічного пресу ($P_{ном} = 12 кВт$).

За умовою нагрівання тривалим (розрахунковим) струмом використовуємо формулу [14]:

$$I_{доп} = \frac{P_{ном}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном} \cdot \cos \varphi_{ном} \cdot \eta} = \frac{12}{\sqrt{3} \cdot 0.38 \cdot 0.7 \cdot 0.9} = 28.97 A.$$

Вибираємо переріз струмопровідної жили $4 мм^2$ з $I_{доп} = 45 A$ [14].

За умовою відповідності максимального струмового захисту вибраному кабелю: [14]:

$$I_{доп} = 45 A \geq K_{зах} \cdot I_{зах} = 1 \cdot 40 = 40 A,$$

де, $I_{зах}$ – струм вставки спрацювання захисного обладнання, A ;

$K_{зах}$ – кратність тривалого допустимого струму для кабелю у відношенні до струму спрацьовування захисного обладнання.

Вибраний переріз відповідає умовам. Приймаємо кабель марки $ABB\Gamma - (4 \times 4)$; $I_{дон} = 45 \text{ A}$.

Результати вибору перерізу проводів зводимо в таблицю 3.7.

Таблиця 3.7 – Вибір кабельних ліній до ЕП

Назва електроприймача	$P_{ном},$ кВт	$\cos \varphi$	$I_p, \text{ A}$	$I_{зах}, \text{ A}$	$I_{дон}, \text{ A}$	Марка кабелю	$L, \text{ м}$
Шліфувальний напівавтомат	50	0.60	140.8	200	220	$ABB_2(4 \times 70)$	8
Поперечно-стругальний верстат	28	0.40	118.3	160	178	$ABB_2(4 \times 50)$	12
Універсально-заточувальний верстат	18	0.40	76.1	100	121	$ABB_2(4 \times 25)$	5
Вертикально-фрезерний верстат	20	0.50	67.6	80	93	$ABB_2(4 \times 16)$	7
Токарно-гвинторізний верстат	8	0.50	30.4	40	45	$ABB_2(4 \times 4)$	6
Плоскошліфувальний верстат	14	0.40	59.1	80	93	$ABB_2(4 \times 16)$	4
Гальванічна ванна	6	1.00	11.4	16	34	$ABB_2(4 \times 2.5)$	5
Гідравлічний прес	12	0.70	28.9	40	45	$ABB_2(4 \times 4)$	6
Горизонтально-фрезерний верстат	18.8	0.60	52.9	63	72	$ABB_2(4 \times 10)$	6
Плоскошліфувальний верстат	44	0.55	135.2	160	178	$ABB_2(4 \times 50)$	4
Радіально-свердлильний верстат	12	0.50	40.6	50	54	$ABB_2(4 \times 6)$	4
Вентилятор	120	0.80	253.5	320	337	$ABB_2(4 \times 150)$	5
Кран-балка ТВ=25%	28	0.50	94.6	125	147	$ABB_2(4 \times 35)$	4

3.4 Оцінка надійності захисного обладнання

3.4.1 Відхилення напруги

Для забезпечення надійної роботи електричного обладнання необхідно проаналізувати відхилення напруги на ланках розподілення $ГПП(10кВ) - ТП(10кВ) - РП(0,4кВ) - ШМА - ЕП$. Проводимо дослідження з побудовою епюри відхилення напруги на основі радіальної схеми (рис. 3.4) [11].

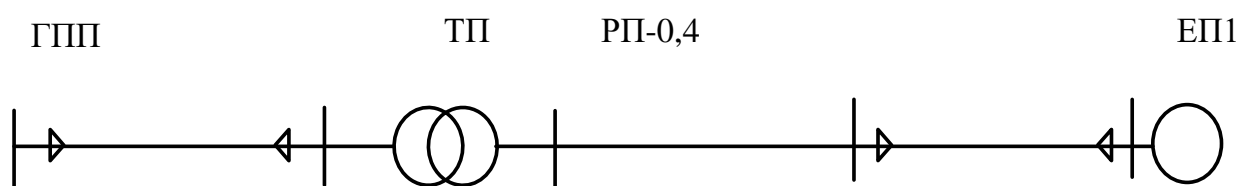


Рисунок 3.4 – радіальна схема для розрахунку відхилення напруги.

Вузол 5. Розрахункове активне навантаження на ділянці 4 – 5 :

$$P_{4-5} = P_{ном.ЕП1} = 50 \text{ кВт} .$$

Розрахункове реактивне навантаження на ділянці 4 – 5 :

$$Q_{4-5} = Q_{ном.ЕП1} = 66.6 \text{ кВАр} .$$

Вузол 4. Загальне навантаження ШМА1: $S_{р.ШМА1} = 100.43 + j92.97 \text{ кВА} .$

Вузол 3. Загальне навантаження КТП11: $S_{р.КТП11} = 1403.6 + j1370.84 \text{ кВА} .$

Визначаємо розрахункове навантаження на один трансформатор:

$$S_{р.тр} = \frac{S_{р.КТП11}}{2} = 701.8.6 + j685.42 \text{ кВА} .$$

Вузол 2. Сторона ВН трансформатора КТП11. Навантаження складається із потужності на стороні НН та втрат на трансформаторі.

Визначаємо втрати на трансформаторі $ТМ - 1000 / 10$.

Втрати активної потужності:

$$\Delta P_{mp} = \Delta P_{xx} + \Delta P_{кз} \cdot \beta_{mp}^2 = 2.45 + 11.0 \cdot \left(\frac{\sqrt{701.8^2 + 685.42^2}}{1000} \right)^2 = 13.03 \text{ кВт};$$

$$\begin{aligned} \Delta Q_{mp} &= \Delta Q_{xx} + \Delta Q_{кз} \cdot \beta_{mp}^2 = \frac{I_{xx} \cdot S_{н.мп}}{100} + \frac{U_{кз} \cdot S_{н.мп}}{100} \cdot \left(\frac{S_p}{S_{н.мп}} \right) = \\ &= \frac{1.4 \cdot 1000}{100} + \frac{5.5 \cdot 1000}{100} \cdot \left(\frac{\sqrt{701.8^2 + 685.42^2}}{1000} \right) = 66.92 \text{ кВАр}. \end{aligned}$$

Розрахункове навантаження вузла 2 буде:

$$P_{p2} = P_{p3} + \Delta P_{mp} = 701.8 + 13.03 = 714.83 \text{ кВт};$$

$$Q_{p2} = Q_{p3} + \Delta Q_{mp} = 685.42 + 66.92 = 754.34 \text{ кВАр}.$$

1. Режим мінімального навантаження.

Для режиму мінімального навантаження використовуємо річний графік активного та реактивного навантаження, отримуємо:

$$P_{\min 12} = 0.85 \cdot P_{\max 12} = 0.85 \cdot 714.83 = 607.6 \text{ кВт};$$

$$Q_{\min 12} = 0.55 \cdot Q_{\max 12} = 0.55 \cdot 754.34 = 414.88 \text{ кВАр};$$

$$P_{\min 23} = 0.85 \cdot P_{\max 23} = 0.85 \cdot 701.8 = 596.53 \text{ кВт};$$

$$Q_{\min 23} = 0.55 \cdot Q_{\max 23} = 0.55 \cdot 685.42 = 376.98 \text{ кВАр};$$

$$P_{\min 34} = 0.85 \cdot P_{\max 34} = 0.85 \cdot 100.43 = 85.37 \text{ кВт};$$

$$Q_{\min 34} = 0.55 \cdot Q_{\max 34} = 0.55 \cdot 92.97 = 54.13 \text{ кВАр}.$$

Навантаження **вузла 5** буде незмінною, якщо в максимальному режимі менше чим у **вузлу 4** в мінімальному: $P_{\max 5} \leq P_{\min 34}$; $Q_{\max 5} \leq Q_{\min 34}$ – умова не виконується.

$$P_{\min 34} = 0.85 \cdot P_{\max 34} = 0.85 \cdot 50 = 42.5 \text{ кВт};$$

$$Q_{\min 34} = 0.55 \cdot Q_{\max 34} = 0.55 \cdot 66.6 = 36.6 \text{ кВАр}.$$

2. Режим після аварійного навантаження.

В після аварійному режимі величина навантаження в вузлах 2 та 3 зростають у два рази в порівнянні з максимальним, а в вузлах 4 та 5 залишається незмінним. Результати розрахунку в таблиці 3.8.

Таблиця 3.8 – Розрахунок навантажень для різних режимів

Режими, кВА	Ділянка			
	1-2	2-3	3-4	4-5
максимальний	$714.83 + j754.34$	$701.8 + j674.42$	$100.43 + j92.97$	$50.0 + j66.6$
мінімальний	$607.6 + j414.88$	$596.53 + j376.98$	$85.37 + j54.13$	$42.5 + j36.6$
після аварійний	$1429.66 + j1508.68$	$1403.6 + j1348.84$	$100.43 + j92.97$	$50.0 + j66.6$

Втрати напруги. Максимальний режим.

Ділянка 1 – 2.

Втрати напруги на ділянці 1 – 2 визначаємо з виразів:

– у відсотках:

$$\Delta U_{12} = \frac{P_{12} \cdot R_{12} + Q_{12} \cdot X_{12}}{10 \cdot U_1^2} = \frac{714.83 \cdot 0.806 + 754.34 \cdot 0.0806}{10 \cdot 10.5^2} = 0.5\% ,$$

де, R_{12} , X_{12} – активний та реактивний опір КЛ, Ом;

U_1 – напруга на шинах РП НН ГПП (приймаємо на початку ділянки в максимальному та після аварійному режимах $U_1 = 10.5 \text{ кВ}$);

– у вольтах:

$$\Delta U_{12} = \Delta U_{12} \cdot \frac{U_1}{100} = 0.5 \cdot \frac{10500}{100} = 52.5 \text{ В} .$$

Напруга в вузлу 2 становить:

$$U_2 = U_1 - \Delta U_{12} = 10500 - 52.5 = 10447.5 \text{ В} .$$

Ділянка 2 – 3.

Втрати напруги на ділянці 2 – 3 є втратами на цеховому трансформаторі (ЦТ):

$$\Delta U_T = \beta_T \cdot (U_a \cdot \cos \varphi_2 + U_p \cdot \sin \varphi_2) + \frac{\beta_T^2}{200} \cdot (U_a \cdot \sin \varphi_2 - U_p \cdot \cos \varphi_2)^2, \quad (3.5)$$

де, U_a, U_p – активна та реактивна складові напруги КЗ;

$\cos \varphi_2, \sin \varphi_2$ – коефіцієнти потужності за навантаженням (з врахуванням встановлення пристроїв компенсації).

Активна складова напруги КЗ ЦТ становить [12]:

$$U_a(\%) = \frac{\Delta P_{\text{кз}} \cdot 100}{S_{\text{ном.Т}}} = \frac{11.0 \cdot 100}{1000} = 1.1\%.$$

Реактивна складова становить:

$$U_p(\%) = \sqrt{U_{\text{кз}}^2 - U_a^2} = \sqrt{5.5^2 - 1.1^2} = 5.39\%.$$

Коефіцієнти потужності вторинного навантаження ЦТ становлять:

$$\cos \varphi_2 = \frac{P_{23}}{\sqrt{(P_{23})^2 + (Q_{23})^2}} = \frac{701.8}{\sqrt{(701.8)^2 + (674.42)^2}} = 0.72;$$

$$\sin \varphi_2 = \frac{Q_{23}}{\sqrt{(P_{23})^2 + (Q_{23})^2}} = \frac{674.42}{\sqrt{(701.8)^2 + (674.42)^2}} = 0.693.$$

Відношення фактичного навантаження одного трансформатора до його номінальної потужності в максимальному режимі становить:

$$\beta_T = \frac{\sqrt{(P_{23})^2 + (Q_{23})^2}}{S_{\text{ном.Т}}} = \frac{\sqrt{(701.8)^2 + (674.42)^2}}{1000} = 0.83.$$

Отже, згідно 3.5 отримуємо:

$$\Delta U_T = 0.83 \cdot (1.1 \cdot 0.72 + 5.39 \cdot 0.693) + \frac{0.83^2}{200} \cdot (1.1 \cdot 0.693 - 5.39 \cdot 0.72)^2 = 3.783\%.$$

Втрати напруги:

$$\Delta U_{23} = \Delta U_{T\%} \cdot \frac{U_2}{100} = 3.787 \cdot \frac{10447.5}{100} = 395.6 \text{ В}.$$

Напруга у вузлу 3 становить:

$$U_3 = (U_2 - \Delta U_{23}) \cdot \frac{U_{\text{НН}}}{U_{\text{ВН}}} = (10447.5 - 395.6) \cdot \frac{400}{10500} = 382.9 \text{ В}.$$

Ділянка 3 – 4.

$$\Delta U_{34\%} = \frac{P_{34} \cdot R_{34} + Q_{34} \cdot X_{34}}{10 \cdot U_3^2} = \frac{100.43 \cdot 0.102 + 92.9 \cdot 0.05}{10 \cdot 382.9^2} = 0.001\%,$$

У вольтах:

$$\Delta U_{34} = \Delta U_{34\%} \cdot \frac{U_3}{100} = 0.001 \cdot \frac{382.9}{100} = 0.004 \text{ В}.$$

Напряга в вузлу 4 становить:

$$U_4 = U_3 - \Delta U_{34} = 382.9 - 0.004 = 382.896 \text{ В}.$$

Ділянка 4 – 5.

$$\Delta U_{34\%} = \frac{P_{34} \cdot R_{34} + Q_{34} \cdot X_{34}}{10 \cdot U_3^2} = \frac{100.43 \cdot 0.102 + 92.9 \cdot 0.05}{10 \cdot 382.9^2} = 0.001\%,$$

У вольтах:

$$\Delta U_{34} = \Delta U_{34\%} \cdot \frac{U_3}{100} = 0.001 \cdot \frac{382.9}{100} = 0.004 \text{ В}.$$

Напряга в вузлу 5 становить:

$$U_4 = U_3 - \Delta U_{34} = 382.9 - 0.004 = 382.896 \text{ В}.$$

Для режиму мінімальних навантажень та після аварійного режиму розрахунки проводимо аналогічно. Результати зводимо в табл. 3.9. та рис. 3.5.

Таблиця 3.9 – Результати розрахунку режимів

Ділянка	1-2	2-3	3-4	4-5
	<i>ААШв(3×50)</i>	<i>ТМ – 1000 / 10</i>	<i>ШМА1</i>	<i>АВВГ – (4×70)</i>
<i>R, Ом</i>	0.807	$U_{кз} = 5.5\%$	0.102	0.004
<i>X, Ом</i>	0.008	$\Delta P_{кз} = 11 \text{ кВт}$	0.051	0.0006
Максимальний режим				
<i>P, кВт</i>	714.83	701.8	100.43	50
<i>Q, кВар</i>	754.34	674.42	92.9	66.6
$\Delta U, \%$	0.5	3.787	0.001	0.006
$\Delta U, \text{В}$	52.5	395.6	0.004	0.02
Мінімальний режим				
<i>P, кВт</i>	607.6	596.53	85.37	42.5
<i>Q, кВар</i>	414.88	376.98	54.13	36.5
$\Delta U, \%$	0.47	2.65	0.0007	0.004
$\Delta U, \text{В}$	49.3	276.9	0.002	0.15

– продовження таблиці 3.9.

Після аварійний режим				
$P, \text{кВт}$	1429.66	1403.6	100.43	50
$Q, \text{кВАр}$	1508.68	1348.8	92.9	66.6
$\Delta U, \%$	1.1	7.2	0.001	0.006
$\Delta U, \text{В}$	115.5	747.6	0.004	0.02

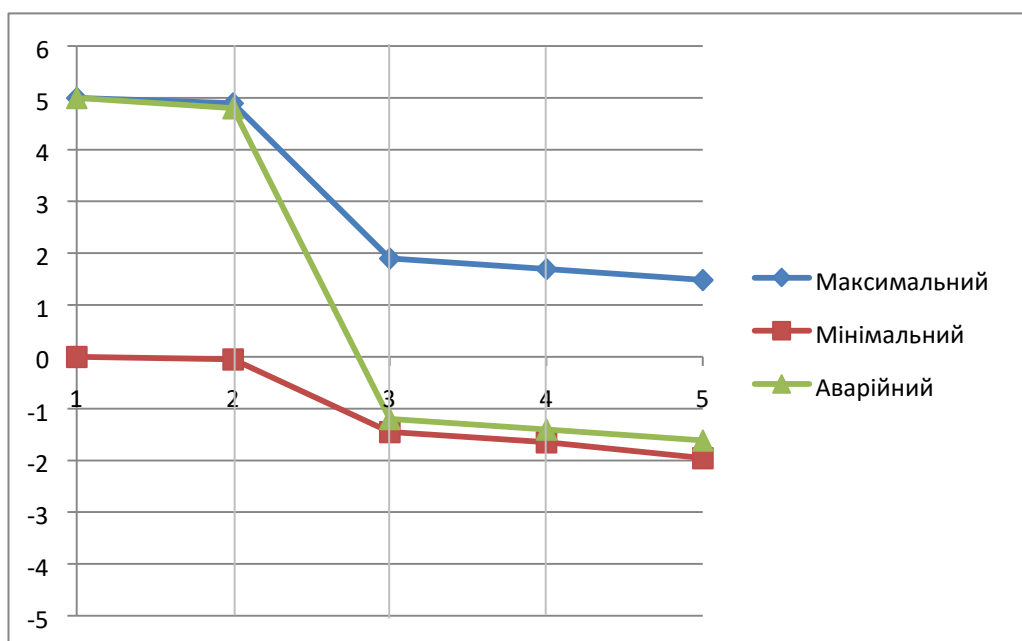


Рисунок 3.5 – Епюри відхилення напруги.

3.4.2 Аналіз селективності дії обладнання захисту

Для перевірки роботи захисного обладнання побудуємо карту селективності, де розміщуємо значення: номінального та пускового струмів $EП$; розрахункового та пікового струму розподільної шафи; розрахункового та пікового струму підстанції; характеристики апаратів захисту; струмів КЗ в мережі 0.4кВ .

Будуємо карту селективності дії апаратів захисту для ланки захистів: $КТП2 - РПНН - ШМА1 - ЕП2$ (рис.3.6) за даними: таблиць 3.10, 3.11.

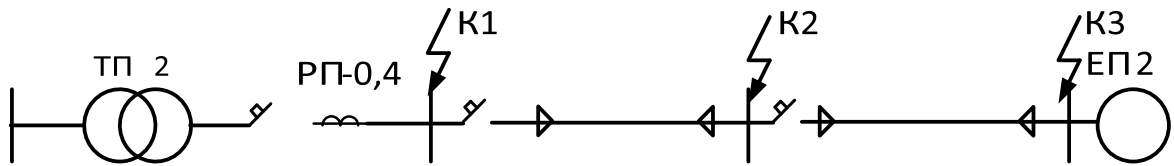


Рисунок 3.6 – Розрахункова схема цехової ланки *КТП2 – ЕП2*.

Таблиця 3.10 – Дані для побудови карти селективності

	<i>РПНН</i>	<i>ШМА1</i>	<i>ЕП2</i>	Струм КЗ, <i>кА</i>		
				1	2	3
I_p, A	529.341	207.86	–	13.11	1.73	1.63
I_{max}, A	224.81	883.11	–			
$I_{ном}, A$	–	–	118.30			
$I_{зан}, A$	–	–	591.50			

Таблиця 3.11 – Дані апаратів захисту ланки, що досліджується

Назва апарату захисту	Номінальний струм розщеплювача, <i>A</i>	Номінальний струм спрацювання вставки в зоні КЗ, <i>A</i>
<i>ВА 74 – 40 (РПНН1)</i>	625	3125
<i>ВА88 – 35 – 250 (ШМА1)</i>	250	1600
<i>ВА51 – 35М2 (ЕП2)</i>	160	1000

Карта селективності дії апаратів захисту подано на рисунку 3.7.

Перевірка цехової мережі 0.4 кВ щодо спрацювання захисту від однофазного КЗ проводиться за умовою: $I_{кз}^{(1)} > 3 \cdot I_{ном.розщ.}$.

Результати розрахунку зводимо в таблицю 3.12.

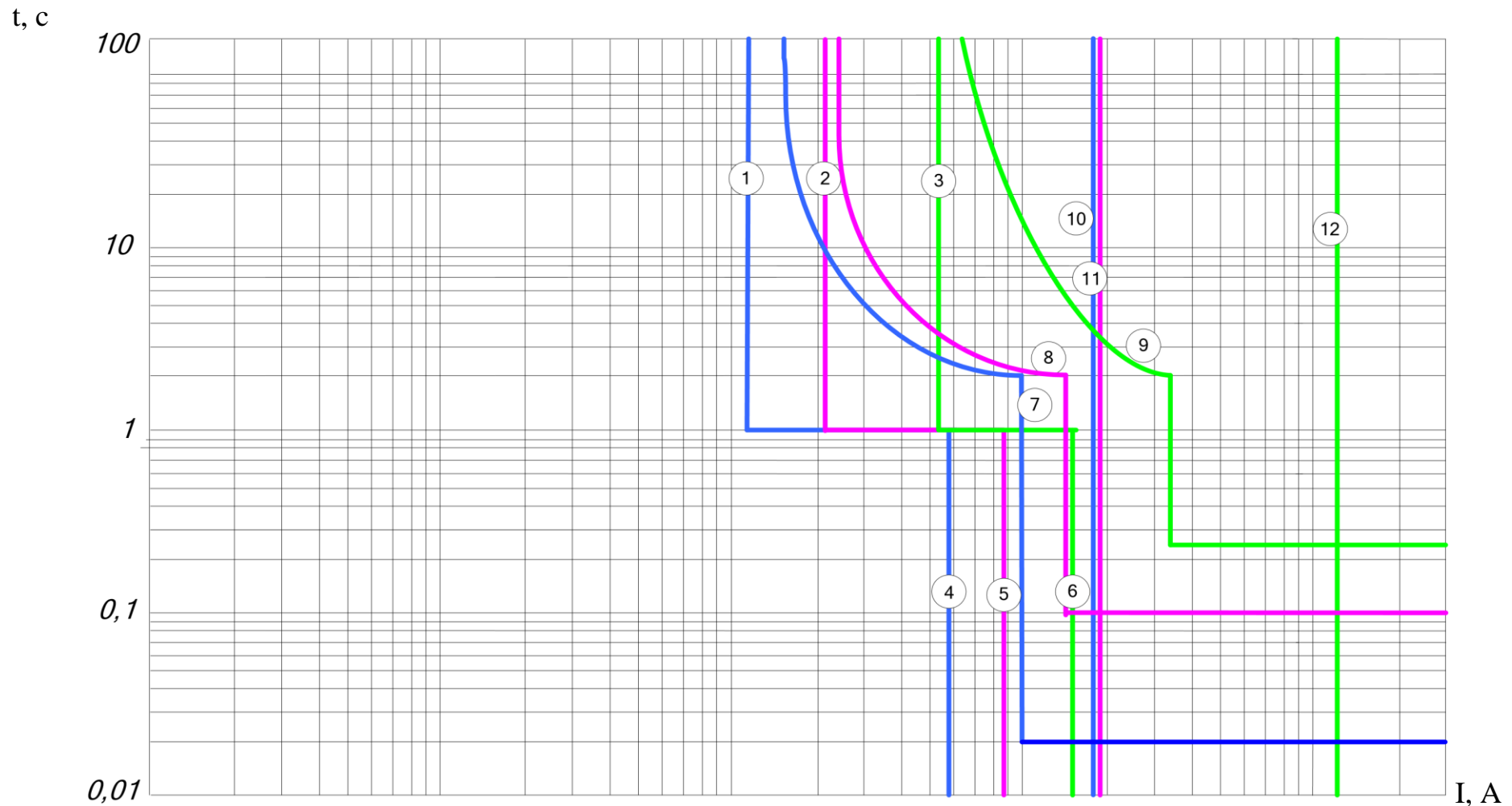


Рисунок 3.7 – Карта селективності апаратів захисту на обладнанні до 1 кВ:

- 1 – номінальний струм ЕП2; 2 – розрахунковий струм ШМА1; 3 – розрахунковий струм РП НН; 4 – пусковий струм ЕП2;
 5 – піковий струм ЕП2; 6 – піковий струм ШМА1; 7 – захисна характеристика вимикача *ВА51–35М2*;
 8 – захисна характеристика вимикача *ВА88–35–250 (ШМА1)*; 9 – захисна характеристика вимикача
ВА 74–40 (РП НН1); 10 – струм КЗ в точці K_1 ; 11 – струм КЗ в точці K_2 ; 12 – струм КЗ в точці K_3 .

Таблиця 3.12 – Результати розрахунків струмів КЗ

Точка КЗ	$I_{кз}^{(1)}, кА$	$3 \cdot I_{ном. розщ.}, кА$
K_1	5.44	4.8
K_2	1.35	0.75
K_3	0.74	0.48

3.5 Висновки до розділу

Проведені розрахунки струмів короткого замикання в декількох характерних точках як у мережах вище 1000 В, так і в мережах нижче 1000 В.

За отриманими даними створені епюри відхилень напруги для максимального, мінімального після аварійного режимів роботи. Відхилення напруги не більше ніж максимально допустиме у всіх режимах.

Згідно проведених розрахунків електропостачання електроспоживачів проводимо кабелями марки *ABBГ* з урахуванням середовища приміщень. Апарати захисту в мережі низької напруги 0,4кВ – автоматичні вимикачі серій *AB*.

За значеннями струмів КЗ в мережі нижче побудована карту селективності дії апаратів захисту. Аналіз показав, що апарати захисту налаштовані вірно й працюють злагоджено.

4 ОХОРОНА ПРАЦІ ТА БЕЗПЕКА В НАДЗВИЧАЙНИХ СИТУАЦІЯХ

4.1 Заходи безпеки при роботі обладнання підприємства

Аналіз заходів безпеки при роботі електричного обладнання підприємства з виробництва мінеральних добрив розглянемо на прикладі ремонтно-механічного цеху, де, в технологічні процеси здійснюються за допомогою 29 одиниць обладнання. Виробнича діяльність полягає в роботі з верстатами, зварювальним обладнанням та транспортними пристроями.

Аналіз шкідливих факторів [18].

Шкідливі виробничі фактори: відхилення параметрів мікроклімату від норми, перевищення рівня вібрації та шуму. небезпечні фактори в цеху: ураження персоналу рухомими частинами електроустановок (універсально-заточувальний верстат, вертикально-фрезерний верстат); термічне ураження при взаємодії з електроустановками; ураження електричним струмом.

Виробнича санітарія. Для того, щоб умови трудової діяльності були оптимальними, площа цеху на одну особу повинна бути не менша $15 \times 4.5 \text{ м}^2$ при висоті приміщення 3.2 м.

Безліч технологічних процесів цеху відбуваються із виділенням пилу. Тому, щоби тримати мікроклімат у виробничих приміщеннях заводу в нормальному стані застосовують вентиляцію для регулювання повітрообміну. Оптимальні санітарно-гігієнічні умови в цеху забезпечує природна вентиляція та механічна припливно-витяжна вентиляція.

Для оцінювання допустимих значень вологості та температури повітря, необхідно враховувати категорію робіт за ступенем фізичної важкості (ІІБ).

Мікроклімат у холодну пору підтримується опаленням, теплий час – вентиляцією.

Освітлення. Оцінювання освітленості проводимо за ДБН «Природне і штучне освітлення» для забезпечення робочого місця при технічному процесі.

Для більшості відділень підприємства приймаємо освітленість щонайменше 300 лк. Всі цехи комбінату оснащені штучним та природним освітленням. В якості джерел штучного висвітлення застосовуємо дугові ртутні лампи.

Захист від шум та вібрації.

Перевищення шуму негативно діє слух. У ремонтно-механічному цеху дозволена гучність становить 80 Дб. Шум у робочій зоні створюється через вентиляційну систему та виробниче обладнання. Захистом від шуму застосовують нормування: звукопоглинання, звукоізоляцію, спеціальні глушники аеродинамічного шуму, засоби індивідуального захисту.

Вібрацію також відносять до шкідливих факторів. Вібрація – коливальний процес, що виникає при періодичній зміні центру тяжіння від точки рівноваги, при періодичному зміщенні форми тіла, яка була у стані спокою. Вібрація може виникати через коливань частин апаратів, машин, які викликаються нерівноваженістю частин, що рухаються. У виробничому середовищі дія вібрації призводить до різних видів порушень в організмі людини (порушення опорно-рухового апарату, нервової системи, вестибулярного апарату).

Як віброзахист використовують індивідуальний захист рук, ніг і тіла. Для рук: рукавиці та рукавички, вкладиші та прокладки [19]. Віброізоляція обладнання проходить за допомогою введення до системи додаткових пружних зв'язків, які перешкоджають передачі вібрації від машин до основи.

Електробезпека.

Захист робітників від ураження електричним струмом у виробничих приміщеннях комбінату: захист від випадкового дотику; захисне заземлення; занулення. Цехи підприємства виробництва мінеральних добрив – категорія 3б згідно з ПУЕ за ступенем небезпеки від ураження людей електричним струмом відноситься до особливо небезпечних приміщень за наявності органічного чи хімічно активного середовища [19].

Унеможливлення випадкового торкання або небезпечного наближення до струмоведучих частин у виробничих приміщеннях підприємства забезпечується

за допомогою огороження, блокування або розташування струмопровідних частин на недоступну висоту.

До 1 кВ захищаються неізолювані струмопровідні частини, що знаходяться під напругою, пускове обладнання, відкриті плавкі вставки.

В електрообладнанні більше 1 кВ – струмопровідні частини (ізолювані та неізолювані) повинні огорожуватися сітками, зачиненими металевими дверима, повинні бути зачинені у металеві ящики або перебувати на недосяжній висоті. Блокування використовуються для уникнення помилкових дій працівників.

Основне призначення захисного заземлення – усунення небезпеки враження людини електричним струмом у разі виникнення напруги на частинах електроустановок. Захисне заземлення не завжди є ефективним, тому використовують занулення на ланках до 1 кВ – спеціальний електричний контакт відкритих провідних частин з глухо заземленою нейтраллю трансформатора в мережі трифазного струму, з глухо заземленим виведенням джерела однофазного струму. Занулення перетворює замикання на однофазне КЗ, у результаті реагує захист і вибірково знеструмлює пошкоджену ділянку мережі. Також занулення зменшує напруги поверхонь, які з'являються в момент КЗ.

4.2 Безпека у надзвичайних ситуаціях на підприємстві

Щодо ремонтно-механічного цеху підприємства, де присутні негорючі речовини або матеріали в гарячому, розпеченому або розплавленому стані, процес обробки яких супроводжується виділенням променистого тепла, іскор та/або полум'я [19].

Протипожежний захист необхідний для створення найбільш ефективних, економічно доцільних та технічно обґрунтованих способів та засобів запобігання пожежам та їх ліквідації, з мінімізацією шкоди при найбільш грамотному застосуванні сил та технічних засобів гасіння.

Система пожежного захисту передбачає заходи: використання негорючих та важко горючих речовин та матеріалів у виробництві, обмеження кількості горючих речовин та їх належне розміщення; ізоляція пального середовища; використання засобів колективного та індивідуального захисту від вогню та засобів пожежної сигналізації.

Усі промислові приміщення підприємства оснащені електричною пожежною сигналізацією, яка служить для швидкого сповіщення служби пожежної безпеки про пожежу.

Крім пожежного обладнання у місцях, що визначаються пожежною охороною, повинні бути розміщені пожежні щити з наступним набором пожежного обладнання [19].

У пожежонебезпечних приміщеннях зазвичай використовують машини закритого типу, захист та обладнання в пилонепроникному виконанні.

На кожному підприємстві має бути встановлений протипожежний режим та виконані протипожежні заходи. Складаються картки гасіння пожежі та оперативний план пожежогасіння. Оперативний план – основний документ, що складається з графічної та текстової частин, і створюється комбінатом разом із пожежною охороною.

При виявленні спалахів або пожежі оперативний персонал за регламентом:

- викликає пожежну команду за єдиним телефоном пожежників та рятувальників – 101;
- повідомляє керівництво підприємства;
- здійснює необхідні відключення та заземлення обладнання;
- зустрічає пожежну команду та проводить інструктаж з ПТБ;
- видає дозвіл (допуск) на гасіння пожежі;
- видає засоби захисту.

У кожному цеху має бути створена інструкція про конкретні заходи пожежної безпеки, протипожежний режим та план евакуації робітників із цеху.

Шляхи евакуації робітників заборонено загороджувати обладнанням. На шляхах евакуації встановлюються покажчики та світлові табло.

Кожен випадок пожежі (займання) має бути розібраний згідно з «Інструкцією з розслідування та обліку пожеж, що сталися на об'єктах енергетики» [19] спеціально призначеною комісією для встановлення причин, втрат, причин виникнення пожежі (займання) та розробки протипожежних заходів для інших об'єктів.

ЗАГАЛЬНІ ВИСНОВКИ

У кваліфікаційній роботі запропоновані рішення щодо підвищення надійності електричного обладнання заводу виробництва мінеральних добрив на основі діючих режимів електроспоживання.

1. Для прийняття рішень щодо технічних заходів забезпечення надійності заводу та ремонтно-механічного цеху (ланки до $0,4 \text{ кВ}$) встановлено:

– розрахунки електричних навантажень ремонтно-механічного цеху шляхом упорядкованих діаграм показали, що розрахунковий струм по цеху $I_p = 529,34 \text{ А}$, загальна розрахункова потужність цеху: $S_p = 347,99 \text{ кВА}$;

– на основі визначення загальної потужності підприємства з врахуванням освітлювального та високовольтного навантаження побудована картограму електричних навантажень;

– проведені розрахунки вибору числа та потужності цехових силових трансформаторів дозволили провести встановлення обладнання $ТМ - 1000 / 10 / 0,4 \text{ кВ}$ за оптимальний розподілом навантаження;

2. Проведені розрахунки струмів короткого замикання в декількох характерних точках як у мережах вище 1000 В , так і в мережах нижче 1000 В .

3. За отриманими даними створені епюри відхилень напруги для максимального, мінімального після аварійного режимів роботи. Відхилення напруги не більше ніж максимально допустиме у всіх режимах.

4. Згідно проведених розрахунків електропостачання електроспоживачів проводимо кабелями марки *ABBГ* з урахуванням середовища приміщень. Апарати захисту в мережі низької напруги $0,4 \text{ кВ}$ – автоматичні вимикачі серій *AB*.

5. За значеннями струмів КЗ в мережі нижче побудована карту селективності дії апаратів захисту. Аналіз показав, що апарати захисту налаштовані вірно й працюють злагоджено.

ПЕРЕЛІК ПОСИЛАНЬ

1. Журахівський А.В. Надійність електроенергетичних систем і електричних мереж: підручник / А. В. Журахівський, С. В. Казанський, Ю. П. Матесенко, О. Р. Пастух. – Київ. : КПІ ім. Ігоря Сікорського, Видавництво «Політехніка», 2017. – 456 с.
2. Козирський, В. В. Електропостачання агропромислового комплексу [Текст]: підруч. / В. В. Козирський, В. В. Каплун, С. М. Волошин. — К.: Аграрна освіта, – 2011. – 448 с.
3. Бунько В. Я. Аналіз методів та засобів підвищення надійності елементів релейного захисту / В. Я. Бунько. // Вісник НТУ “ХПІ»: Енергетика, енергосберегаючі технології та обладнання № 3/1(23). – 2015. – С. 26-30.
4. Інтелектуальні електричні мережі: елементи та режими. Під заг. Ред. Акад. НАН України Кириленко О.В.. К.: Ін-т електродинаміки НАН України. – 2016. – 400 с.
5. Шалин, А. И. О расчете показателей надёжности релейной защиты [Текст] / А. И. Шалин, А. С. Трофимов // Журнал НГТУ. – 2004. – С. 88–98.
6. Хренников А.Ю., Шлегель О.А. Диагностика поврежденных и методика обработки результатов измерений силовых трансформаторов при испытаниях и в эксплуатации /Электротехника, 1997.
7. LMO Queiroz , С. Lyra. Адаптивний гібридний генетичний алгоритм для зменшення технічних втрат у розподільчих мережах за змінних вимог. IEEE Trans. Power Syst. , 24(1) (2009) , – С 445 – 453.
8. Організаційно-економічні заходи та інструменти забезпечення надійності електропостачання [Електронний ресурс]: Навчальні матеріали в онлайн: економіка енергетики. Режим доступу: http://pidruchniki.com/73805/ekonomika/organizatsiyno-ekonomichni_zahodi_instrumenti_zabezpechennya_nadiynosti_elektropostachannya.
9. Сивокобиленко В. Ф., Деркачов С. В. Спосіб підвищення надійності електроживлення в системах електропостачання з двигунним навантаженням /

В. Ф. Сивокобиленко, С. В. Деркачов // Вісник Вінницького політехнічного інституту. 2016. № 2. – С. 84-88.

10. Романюк Ю.Ф., Коломойцев К.В. Підвищення економічної ефективності роботи трансформаторів знижувальних підстанцій підприємств нафтогазової галузі / Ю.Ф. Романюк, К.В. Коломойцев // Нафтогазова енергетика. Енергетика, контроль та діагностика об'єктів нафтогазового комплексу. – 2014. – № 2(22). С. – 71 –75.

11. Бурбел М. Й. Електропостачання промислових підприємств (Курсове проектування) [Текст]: навч. посібник для студ. енергет. спец. / М. Й. Бурбело. – Вінниця: Вінницький держ. технічний ун-т. 1998. –103 с.

12. Федоров А. А. Учебное пособие для курсового и дипломного проектирования по электроснабжению промышленных предприятий [Текст]: учеб. пособие для вузов / А. А. Федоров, Л. Е. Старкова. – М.: Энергоатомиздат, 1987. – 368 с.

13. Козинський В.А. Электрическое освещение и облучение / В.А. Козинський М.: Агропромиздат. 1991. – 342 с.

14. Семчинов А. М. Токопроводы промышленных предприятий [Текст]: научное издание / А. М. Семчинов. – 3-е изд., перераб. и доп. – Л.: Энергоатомиздат, – 1982. – 208 с.

15. Справочник по электроснабжению промышленных предприятий. Промышленные электрические сети [Текст]: справочное издание / [сост. Р. Б. Авринский и др.]; под общ. ред. А. А. Федорова и Г. В. Сербиновского. — 2-е изд., перераб. и доп. – М.: Энергия, 1980. – 576 с.

16. Релейний захист і автоматика в системах електропостачання [Текст] : навч. посібник для студ. електротехнічних спец. вищ. навч. закладів України / П. П. Говоров [та ін.]. – Х.: Інститут змісту і методів навчання; Харківська держ. академія міського господарства. – 1996. – 228 с.

17. Кідиба В.П. Релейний захист електроенергетичних систем. Навч. посібник / В.П. Кідиба.– Львів: Видавництво НУ «Львівська політехніка». –2013. – 500 с.

18. Правила технічної експлуатації електроустановок споживачів [Текст] : [затв. . Наказ М-ва палива та енергетики України 25.07.2006 № 258] // М-во палива та енергетики України. – Х.: Індустрія : Енергетичні рішення. – 2012. – 318 с.

19. Бедрій Я. І. Безпека життєдіяльності. Навчальний посібник. / Я. І. Бедрій. – Кондор. – 2004. – 286 с. [Електронний ресурс]: Навчальні матеріали в онлайн: ISBN978-966-351-196-2. Режим доступу: <https://pns.hneu.edu.ua> > mod > resource > view.