

КВАЛІФІКАЦІЙНА РОБОТА

на здобуття освітнього ступеня

магістр

(назва освітнього ступеня)

на тему: **Забезпечення надійності роботи системи електропостачання
промислового підприємства**

Виконав: студент (ка) 2 курсу, групи ЕТмз-61

спеціальності 141—

електроенергетика, електротехніка та електромеханіка

(шифр і назва спеціальності)

Скочиляс О.І.

(підпис)

(прізвище та ініціали)

Керівник

Бабюк С.М.

(підпис)

(прізвище та ініціали)

Нормоконтроль

Коваль В.П.

(підпис)

(прізвище та ініціали)

Завідувач кафедри

Коваль В.П.

(підпис)

(прізвище та ініціали)

Рецензент

(підпис)

(прізвище та ініціали)

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

Факультет прикладних інформаційних технологій та електроінженерії
(повна назва факультету)
Кафедра електричної інженерії
(повна назва кафедри)

ЗАТВЕРДЖУЮ
Завідувач кафедри ЕІ
Коваль В.П.
(підпис) (прізвище та ініціали)
“ 24 ” листопада 2025 р.

З А В Д А Н Н Я
НА КВАЛІФІКАЦІЙНУ РОБОТУ

на здобуття освітнього ступеня магістр
(назва освітнього ступеня)

за спеціальністю 141 – електроенергетика, електротехніка та електромеханіка
(шифр і назва спеціальності)

студенту Скочилясу Олегу Ігоровичу
(прізвище, ім'я, по батькові)

1. Тема роботи Забезпечення надійності електропостачання промислового підприємства

Керівник роботи Бабюк Сергій Миколайович, к.т.н., доцент,
(прізвище, ім'я, по батькові, науковий ступінь, вчене звання)

Затверджені наказом ректора від “24” листопада 2025 р. № 4/7-1023

2. Термін подання студентом завершеної роботи 15 грудня 2025 року

3. Вихідні дані до роботи Однолінійна схема електропостачання підприємства; існуючі навантаження електроприймачів 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. Перелік посилань.

5. Перелік графічного матеріалу (з точним зазначенням обов'язкових креслень, слайдів)
Аналіз засобів забезпечення надійності. Картограма електричних навантажень підприємства. Однолінійна схема електропостачання підприємства. Схема зовнішнього електропостачання підприємства. Таблиці вибору засобів компенсації реактивної потужності. Схеми дослідження короткого замикання. Таблиці вибору захисного обладнання.

6. Консультанти розділів роботи

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

7. Дата видачі завдання 24 листопада 2025 року

КАЛЕНДАРНИЙ ПЛАН

№ з/п	Назва етапів роботи	Термін виконання етапів роботи	Примітка
1	Аналіз літературних джерел та патентний пошук	15.09.25 - 01.11.25	
2	Аналітичний розділ	15.10.25 - 01.11.25	
3	Розрахунково-дослідницький розділ	15.10.25 - 01.11.25	
4	Проектно-конструкторський розділ	15.10.25 - 01.11.25	
5	Заходи з охорони праці та безпеки в надзвичайних ситуаціях	15.10.25 - 01.11.25	
6	Формування пояснювальної записки та плакатів по кваліфікаційній роботі	01.11.25 - 15.12.25	
7	Попередній захист кваліфікаційної роботи	15.12.25 - 20.12.25	

Студент

(підпис)

Скочиляс О.І.

(прізвище та ініціали)

Керівник роботи

(підпис)

Бабюк С.М.

(прізвище та ініціали)

РЕФЕРАТ

Кваліфікаційна робота. Тернопільський національний технічний університет імені Івана Пулюя. Факультет прикладних інформаційних технологій та електроінженерії. Кафедра електричної інженерії, група ЕТмз-61. – Тернопіль.: ТНТУ, 2025.

У кваліфікаційній роботі для забезпечення надійності електропостачання підприємства були розраховані повні потужності за цехами на основі фактичних навантажень.

Визначено та проведений розподіл цехових трансформаторів відповідно до вимог надійності.

Проведений розрахунок та вибір трансформаторів головної понижувальної підстанції з забезпеченням резерву для подальшого зростання навантажень і з урахуванням потреб у компенсації реактивної потужності.

На основі розрахунків короткого замикання обрано комплекс захисних пристроїв для ділянок 35 кВ і 10 кВ .

Ключові слова: головна понижувальна підстанція, цеховий трансформатор, надійність, пристрої релейного захисту.

ЗМІСТ

ВСТУП	6
1 АНАЛІТИЧНИЙ РОЗДІЛ	8
1.1 Оцінка надійності електропостачання підприємства	8
1.2 Оцінка відмов електричного обладнання	15
1.3 Аналіз системи електропостачання підприємства	17
1.3 Висновки до першого розділу	19
2 РОЗРАХУНКОВО-ДОСЛІДНИЦЬКИЙ РОЗДІЛ	21
2.1 Розрахунок проектних навантажень виробничих цехів підприємства .	21
2.2 Визначення загального навантаження підприємства	22
2.3 Визначення центра електричних навантажень та картограма електричних навантажень	26
2.4 Вибір числа та потужності трансформаторів ГПП	28
2.5 Вибір числа та потужності цехових трансформаторів з врахуванням компенсації реактивної потужності	30
2.6 Розрахунок втрат потужності в ЦТ	36
2.7 Вибір перерізу проводів ПЛ ГПП та кабельних ліній 10 кВ	37
2.8 Висновки до другого розділу	39
3 ПРОЕКТО-КОНСТРУКТОРСЬКИЙ РОЗДІЛ	41
3.1 Розрахунок короткого замикання	41
3.2 Вибір комплексу захисних пристроїв на стороні 35 кВ	43
3.3 Вибір комплексу захисних пристроїв на стороні 10 кВ	46
3.4 Висновки до третього розділу	53
4 ОХОРОНА ПРАЦІ ТА БЕЗПЕКА В НАДЗВИЧАЙНИХ СИТУАЦІЯХ	54
4.1 Розрахунок заземлення та блискавкозахисту ГПП	54

4.2 Заходи безпеки при проведенні робіт на електроустановках до 1 кВ ..	58
4.3 Заходи щодо підвищення стійкості роботи ГПП за умов надзвичайних ситуацій	59
ЗАГАЛЬНІ ВИСНОВКИ	62
ПЕРЕЛІК ПОСИЛАНЬ	64
ДОДАТКИ	68

ВСТУП

Актуальність теми. Енергетичні системи покликані забезпечувати безперебійну та надійну передачу електричної енергії від джерел до кінцевого споживача. Основні елементи мережі, що здійснюють передавання електроенергії, включають як понижувальні трансформаторні підстанції так і повітряні та кабельні лінії, збірні шини та комутаційне обладнання й інші складові [1].

Аналіз показує, що розподільчі мережі залишаються тією частиною енергосистеми, де фіксується найбільша кількість відмов, навіть попри те, що наслідки таких несправностей мають локальний характер порівняно з аваріями на рівні генерації [1]. Використання сучасних систем автоматизації та швидкодіючих елементів релейного захисту допомагає уникати аварійних режимів, проте не забезпечує повної відповідності вимогам щодо надійності [2].

Отже, підтримання необхідного рівня надійності та вибір шляхів його підвищення ґрунтується на ретельному аналізі фактичних навантажень та конфігурації мережі на відповідних ділянках. Це, у свою чергу, дає змогу зменшити електричні втрати та забезпечити стабільні параметри напруги за різних режимів роботи системи електропостачання.

Мета і завдання дослідження. Метою кваліфікаційної роботи є забезпечення надійності високовольтних розподільних мереж ливарно-механічного комбінату на основі вибору захисного за реальним навантаженням.

Відповідно до вказаної мети необхідно розв'язати наступні завдання:

- виконати аналіз рівня надійності функціонування розподільчих електричних мереж, оцінивши їх здатність забезпечувати безперебійне живлення споживачів та стійкість до можливих аварійних режимів;

- провести розрахунок електричних навантажень ливарно-механічного комбінату, спираючись на сумарні розрахункові навантаження його структурних підрозділів та включивши до обліку потреби в освітленні виробничих і допоміжних приміщень;

- обґрунтувати та здійснити вибір головної понижувальної підстанції підприємства, беручи до уваги перспективи розвитку виробництва;
- визначити необхідну кількість і номінальну потужність цехових трансформаторних підстанцій, врахувавши експлуатаційні втрати електроенергії та оптимальні режими їх роботи;
- виконати розрахунки щодо компенсації реактивної потужності, врахувавши втрати в мережі та вибір необхідну потужність компенсуючих установок;
- на основі результатів розрахунку струмів короткого замикання для мереж напругою вище 1000 В здійснити вибір комутаційного та захисного обладнання.

Об’єкт дослідження – процеси розподілу електричної енергії.

Предмет дослідження – забезпечення надійності розподільних мереж.

Наукова новизна отриманих результатів.

- отримало подальший розвиток застосування новітніх методів забезпечення надійності розподільних мереж.

Практичне значення отриманих результатів. Прийняті технічні рішення на основі аналізу фактичних навантажень розподільних мереж підприємства дозволять підвищити надійність при різних режимах роботи.

Апробація. Результати досліджень за темою кваліфікаційної роботи були представлені на Міжнародній науково-технічній конференції „Фундаментальні та прикладні проблеми сучасних технологій“, присвячена 180-річчю з дня народження Івана Пулюя та 65-річчю з дня заснування Тернопільського національного технічного університету імені Івана Пулюя (28-29 травня 2025 року), Тернопіль, Тернопільський національний університет імені Івана Пулюя.

Структура роботи. Робота складається зі вступу, 4 розділів, висновків, переліку посилань (27 найменувань).

Загальний обсяг текстової частини – 67 сторінок, 22 таблиці, 10 рисунків, додатки – 9 сторінок.

1 АНАЛІТИЧНИЙ РОЗДІЛ

1.1 Оцінка надійності електропостачання підприємства

Оцінювання надійності системи електропостачання промислових об'єктів здійснюється комплексно — з технічної та економічної сторін.

Технічна надійність визначається відповідністю обладнання вимогам *ПУЕ*, а економічна складова полягає у виборі оптимальних схем живлення, тарифів та моніторингових заходів (рис. 1.1) [1].



Рисунок 1.1 – Забезпечення надійності системи електропостачання [1].

З технічного погляду, надійність системи характеризується надійністю генерації, електричних мереж, режимів роботи та споживачів.

Надійність розподільних електричних мереж є ключовим показником ефективності функціонування енергосистеми, яка забезпечує передачу електроенергії від джерел генерації до споживачів. До основних елементів таких систем належать трансформаторні підстанції, повітряні та кабельні лінії, вимикачі, збірні шини, а також допоміжне обладнання для обліку, моніторингу, компенсації реактивної потужності та керування режимами роботи [2].

Метою оцінки надійності є виявлення слабких місць у мережі, удосконалення управління її станом та підвищення якості електропостачання.

Складність полягає в динамічності електроенергетичних систем: зміни навантаження, перехідні процеси, переведення обладнання в резерв або ремонт, а також випадкові аварійні стани суттєво впливають на працездатність системи. У разі виникнення аварій з одночасними відмовами кількох елементів порушується баланс потужності, що може призвести до масових відключень і зниження ефективності роботи автоматизованих систем керування [3].

Зважаючи на стохастичний характер відмов, оцінку надійності розподільних мереж виконують із застосуванням імовірнісних методів. Проте вони не завжди враховують зміну конфігурації мережі та пропускну здатність ліній, що ускладнює аналіз та може призвести до неточних результатів. Для визначення оптимального рівня надійності зазвичай застосовують метод мінімізації приведених витрат і систему нормативів надійності. Ці нормативи визначають вимоги до показників безвідмовності, стійкості та якості електропостачання споживачів [3].

Сучасні дослідження здебільшого зосереджуються на аналізі потоків навантаження в розподільних системах. Такий підхід є доцільним, оскільки дозволяє оцінити вплив режимних параметрів на роботу обладнання. Водночас часто ігнорується взаємозалежність відмов основних і допоміжних компонентів мережі, що знижує точність оцінки [3, 4].

Важливою складовою підвищення надійності є автоматизація процесів управління. Інтелектуальні системи моніторингу, релейного захисту та комутаційного обладнання сприяють запобіганню аварійним режимам, хоча самі по собі не гарантують стабільності функціонування. Значний вплив на надійність мають також режими роботи промислових споживачів, для яких характерні коливання навантаження протягом доби. У таких випадках особливого значення набувають системи захисту на рівнях «підстанція – цеховий трансформатор – розподільчий пункт» [5].

Крім технічних аспектів, на рівень надійності суттєво впливають зовнішні чинники (метеоумови, старіння ізоляції, якість обслуговування) та людський

фактор. У багатьох випадках статистика відмов не відповідає прийнятим стандартам класифікації несправностей, що ускладнює розробку достовірних моделей. Тому під час оцінки необхідно враховувати не лише технічні параметри, але й стан експлуатації, організацію технічного обслуговування та своєчасність ремонтів [1-3].

З урахуванням наведеного, систему оцінки надійності розподільних мереж доцільно формувати за трьома основними критеріями [6]:

- безперервність електропостачання – відсутність або мінімізація тривалості відключень;
- якість електроенергії – стабільність параметрів напруги та частоти;
- рівень експлуатаційного забезпечення – ефективність технічного обслуговування, ремонтів і контролю стану обладнання (рис. 1.2).

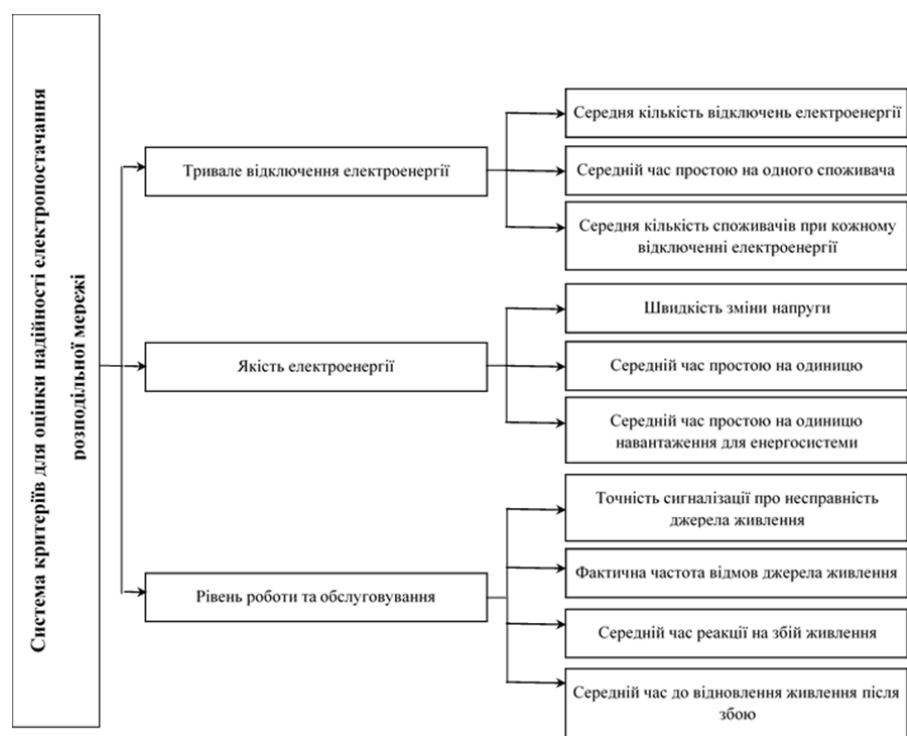


Рисунок 1.2 – Оцінка надійності розподільної мережі [6].

Ці критерії можуть бути структуровані за ієрархічним принципом: цільовий рівень (загальна надійність системи), рівень атрибутів (технічні та експлуатаційні характеристики) та рівень критеріїв (конкретні показники, що

підлягають кількісній оцінці). Такий підхід дозволяє всебічно оцінити стан розподільної мережі, підвищити її стійкість до аварійних ситуацій та забезпечити стабільне електропостачання споживачів [1].

У межах цієї роботи розглядається електропостачання підприємства, де передбачається, що передача потужності на напрузі 110 кВ або 35 кВ до головної підстанції є надійною. Основна увага, як правило, приділяється внутрішній мережі 10 кВ, виконаній кабельними лініями (*КЛ*). Їх використання знижує аварійність у 5–8 разів порівняно з повітряними лініями (*ПЛ*). Для підвищення надійності *КЛ* застосовують захист у місцях з'єднань, переходів і на вертикальних ділянках [1].

Окрім цього, надійність електричної мережі забезпечується створенням резервних ліній, підвищенням електричної міцності елементів, модернізацією структурних схем, застосуванням засобів грозозахисту та від перенапруг, а також сучасними системами автоматики й релейного захисту (*РЗА*), що скорочують час ліквідації аварій [1].

Сучасні технології *РЗА* дозволяють створювати інтегровані системи типу *Smart Grid*, які базуються на мікропроцесорних пристроях та забезпечують:

- розподіл функцій захисту між терміналами мережі;
- адаптацію алгоритмів захисту до змін режимів роботи системи;
- швидке відновлення електропостачання після аварій [3, 4].

Як правило, пристрої *РЗА* встановлюють на ділянках 10 кВ (рис. 1.3) (введення *Q3*, *Q4*), що реалізують основні функції *РЗА*: захист від перевантажень, зниження напруги, несправності вимикачів, дуговий та диференціальний захист, а також логічний захист шин [4].

Для автоматизації роботи застосовуються системи *АПВ* (автоматичне повторне вмикання) та *АВР* (автоматичне вмикання резерву), які забезпечують відновлення живлення після коротких відмов або пошкодження трансформатора [4, 5].

У разі короткого замикання ($KЗ$) на живильному трансформаторі або на повітряних лініях 110 кВ спрацьовують диференціальні та швидкодіючі захисти (введення $Q1$, $Q2$) (рис. 1.3).

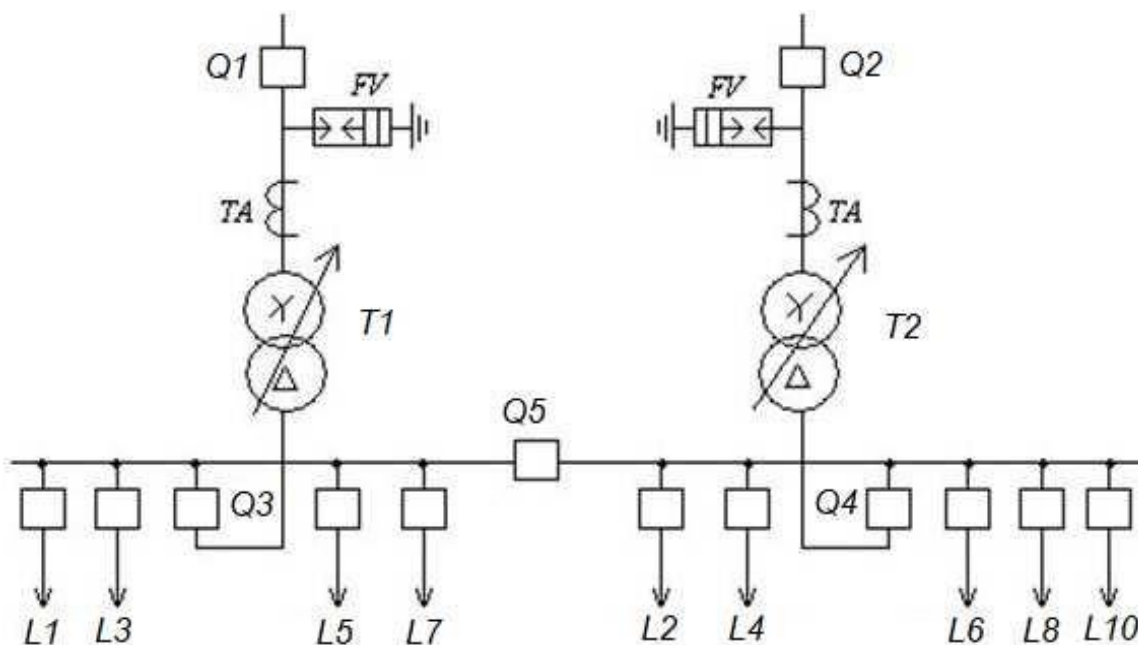


Рисунок 1.3 – Схема двох трансформаторної підстанції 110 / 10 кВ [7].

Якщо ж $KЗ$ виникає на шинах, то АПВ та АВР блокуються для запобігання повторному вмиканню несправної ділянки [4].

Окрім цього, швидкодіючі системи АВР дають змогу одночасно відключати секційний вимикач ($Q5$) (рис. 1.3) і підключати резервне живлення, що підвищує стійкість двигунного навантаження та знижує струмові піки під час повторних запусків.

При оцінюванні режимної надійності необхідно враховувати добові та річні графіки навантажень, тривалість максимальних і мінімальних режимів, особливо в процесі експлуатації трансформаторів і вимикачів.

Основними причинами відмов трансформаторів є [7] перенапруги, перевантаження, підвищення струмів понад номінальні, а також стрибкоподібні

зміни навантаження, які викликають передчасне старіння ізоляції та пошкодження регулювальних пристроїв.

Надійність же вимикачів [7] залежить від справності приводів і дугогасильних камер, тому важливе значення має своєчасна діагностика та технічне обслуговування.

Більшість внутрішніх мереж підприємств напругою 10 кВ мають радіальну конфігурацію, що обумовлено економічними факторами [7]. Підвищення їхньої надійності досягається за рахунок секціонування та автоматичного резервування. Для аналізу топології та пошуку оптимальних рішень застосовується «модель графа», де мережа розглядається як дерево з коренем на підстанції [4, 7, 8]. Зміна конфігурації виконується за допомогою перемикачів і відкритих з'єднань, що дозволяє оперативно реагувати на зміни навантаження або відключення окремих ділянок.

Крім цього, у сучасних «розумних» мережах застосовується також «контурна структура» з програмним керуванням точками секціонування [8, 9].

Алгоритми, реалізовані, наприклад, у середовищі *Matlab*, дозволяють мінімізувати втрати та підвищити надійність шляхом оптимізації розташування секцій. Для кількісної оцінки використовуються такі показники, як індекс середньої тривалості перерви в електропостачанні та очікувана вартість відмов, що характеризує систему з економічного погляду [9]. Основною проблемою при цьому залишається точне визначення струмів у лініях, що впливають на достовірність аналізу.

Як висновок: результати аналізу [1-4, 9] показали доцільність встановлення двох трансформаторних підстанцій відповідно до категорії споживачів за надійністю. Для підвищення ефективності рекомендується застосування швидкодіючих пристроїв (*ШАВР*), які об'єднують подачу сигналів на робочі та резервні вимикачі, що зменшує час перемикання та забезпечує

стабільність живлення навіть при короткочасних відмовах [10]. Проте така система потребує програмної інтеграції з елементами *РЗА*.

Системна ж надійність електропостачання досягається шляхом модернізації обладнання, оптимізації схем живлення та споживання, а також впровадження диференційованих тарифів відповідно до рівня надійності. Ефективне управління мережами передбачає використання телекомунікаційних технологій моніторингу, дистанційного керування навантаженнями, збереження енергії та обміну даними між підрозділами [1].

Важливою складовою є автоматизована система комерційного обліку електроенергії (*АСКОЕ*), яка забезпечує аналіз балансу електроенергії, зменшення втрат у внутрішніх мережах і підвищення ефективності енергопостачання підприємства [11].

Крім того, ефективна робота електричних мереж залежить від балансу реактивної потужності, який забезпечується установками компенсації – батареї конденсаторів (*БК*). Їх вибір здійснюють на основі добових графіків навантаження і коефіцієнта потужності. Найчастіше *БК* встановлюють на ланках 0.4 кВ , що дозволяє зменшити втрати в мережі та підвищити якість електроенергії. Для великих промислових підприємств доцільною є централізована або групова компенсація на стороні низької напруги, особливо за наявності численних трансформаторів $10 / 0.4\text{ кВ}$ з навантаженням $40 - 70\%$ [1, 12].

Оптимальний варіант компенсації вибирають за техніко-економічними критеріями з урахуванням допустимих напруг, струмових навантажень, режимів роботи джерел реактивної потужності та резерву потужності в вузлах мережі. Найвищу ефективність має централізована компенсація з автоматичним регулюванням, що забезпечує баланс реактивних потоків і стабільність режимів [1].

Окрім технічних заходів, важливу роль у підвищенні надійності відіграють організаційно-технічні заходи, які охоплюють планово-попереджувальні

ремонти, профілактичні випробування та впровадження сучасних методів швидкого пошуку й усунення пошкоджень. Підвищення кваліфікації персоналу та наявність запасів матеріалів також суттєво впливають на стабільність роботи. Серед ефективних методів діагностики — тепловізійний контроль, акустично-емісійний аналіз і низьковольтне частотне випробування. Вони дозволяють створювати базу даних про технічний стан обладнання та оптимізувати графіки ремонтів, скорочуючи час простоїв. Проте такі методи є дорогавартісними, тому доцільно проводити економічний аналіз їх упровадження для кожного типу електрообладнання [8].

Таким чином, надійність електропостачання промислового підприємства визначається комплексом технічних, організаційних і економічних заходів: від використання якісного обладнання та систем автоматики до впровадження засобів моніторингу, компенсації реактивної потужності й модернізації мереж.

Узгоджене поєднання цих рішень забезпечує безперервність технологічного процесу, якість електроенергії та економічну ефективність роботи підприємства.

1.2 Оцінка відмов електричного обладнання

Електричне обладнання розподільних мереж постійно піддається впливу різноманітних факторів: зміни режимів роботи, відхилення напруги, порушення балансу потужності, вплив зовнішнього середовища, що знижує технічний стан об'єктів [1]. Найбільше це стосується повітряних та кабельних ліній, трансформаторів головних підстанцій та обладнання розподільчих пристроїв високої напруги (6 – 220 кВ). Ключовими вузлами таких систем є відкриті розподільчі пристрої (ВРП), де відбувається перетік електроенергії. Основне обладнання ВРП включає: трансформатори струму і напруги, вимикачі та роз'єднувачі, струмопровідні частини, пристрої захисту від перенапруг та системи заземлення [7].

Електрообладнання повинно забезпечувати стабільну роботу в нормальних і аварійних режимах, витримувати перенапруги та нормовані перевантаження [1]. Планово-попереджувальні ремонти підтримують його технічний стан, запобігаючи швидкому зношенню та достроковим відмовам. Крім того, обладнання періодично виводиться з експлуатації для діагностування та оцінки технічного стану [1, 8].

На практиці оптимально поєднувати періодичні планові випробування та моніторинг без виведення з експлуатації. Це дозволяє визначати критично важливе обладнання високої напруги, будувати моделі його технічного стану, інтегрувати дані в SmartGrid і застосовувати статистичні та ймовірнісні методи для прогнозування ресурсу [7].

Дані ДП НЕК «Укренерго» (рис. 1.4) показують, що найбільшу кількість відмов зазнали обладнання I та II категорії за надійністю, що призвело до недовипуску електроенергії [8]. Основні причини відмов: недостатнє технічне обслуговування, зношення ресурсів, порушення графіків профілактики, вплив природних факторів, низьке використання інформації про стан обладнання. Аналіз надійності основного високовольтного обладнання показав, що найбільше відмов припадає на трансформатори струму та напруги, вимикачі, роз'єднувачі та опорну ізоляцію; менше — на лінійне обладнання та силові трансформатори.



Рисунок 1.4 – Оцінка відмов електричного обладнання.

Таким чином, при оцінці надійності систем електропостачання великих підприємств критичним є вибір та моніторинг стану високовольтного обладнання, оскільки саме від нього залежить динамічна та статична стійкість мережі [6, 13-15].

Варто зазначити, що більшість досліджень зосереджено на етапах генерації та передачі електроенергії, проте значна частина відмов, що призводить до простоїв і недовипуску енергії, пов'язана саме з розподільчими мережами [9, 10]. Аналіз ефективного керування ризиками найчастіше проводиться з економічної точки зору, з метою зниження фінансових втрат від недовипуску електроенергії [11–12]. Дослідження [5–7, 13–14] також розглядають питання попередження відмов та оцінки ризиків з урахуванням технічного обслуговування обладнання різних категорій напруги: силових трансформаторів, тягових підстанцій, асинхронних і синхронних двигунів, а також обладнання розподільчих пристроїв і систем захисту від перенапруги.

1.3 Аналіз системи електропостачання підприємства

Ливарно-механічне виробництво — це галузь машинобудування, що виготовляє фасонні деталі та заготовки шляхом лиття розплавленого металу в форми, з подальшою механічною обробкою для підвищення точності. У машинобудуванні 50 – 95 % деталей отримують литтям. Ремонтно-механічний цех обслуговує обладнання всіх виробничих підрозділів, виконуючи ремонти та виготовляючи запчастини. Ливарний корпус забезпечує термічну обробку металів, а механічні цехи здійснюють їх очищення, обробку та зварювання. Компресорна виробляє стиснене повітря, електроцех – обслуговує та ремонтує електрообладнання. До допоміжних підрозділів належать заводоуправління, їдальня, будівельний цех, цех металоконструкцій, цех пресування, а також цехи

виготовлення запасних деталей поршневої системи, де здійснюється механічна та термічна обробка заготовок.

В кваліфікаційній роботі виникає необхідність впровадження технічних методів щодо забезпечення надійності роботи електричного обладнання ливарно-механічного комбінату. Передбачено запропонувати забезпечити надійність на ланках 35 кВ, 10 кВ та 0,4 кВ до РП.

Таблиця 1.1 – Навантаження цехів підприємства з категорією за надійності

№ з/г.п.	Назва цеху	Встановлене загальне навантаження, кВт	Степінь надійності електропостачання
1	Ливарний цех: Дугові сталеплавильні печі (10 кВ) Навантаження 0,4 кВ	5000 2850	I
2	Виробничий цех № 1	2100	II
3	Склад готової продукції	70	III
4	Виробничий цех № 2	3200	II
5	Пресовий цех	2000	II
6	Ремонтно-механічний цех	300	II
7	Компресорна: Синхронні двигуни (10 кВ) Навантаження 0,4 кВ	2520 250	I
8	Будівельний цех	250	III
9	Управління	150	III
10	Цех обробки деталей	1560	II
11	Механічний цех	2300	II
12	Цех металоконструкцій	500	II
13	Електроцех	320	III
14	Склад комплектуючих	40	III
15	Склад піску	1560	III

Як видно з таблиці 1.1 споживачі відносяться до всіх категорій за надійністю електропостачання.

Зовнішнє живлення підприємства забезпечується двома повітряними лініями електропередачі, які гарантують надійне підключення до енергосистеми.

На підстанції енергетичної системи функціонують два робочі рівні напруги – 35 кВ та 10 кВ, при цьому потужність можливого короткого замикання на її шинах перевищує 1000 кВА 1000, що свідчить про високий потенціал енергопостачання. Приведений реактивний опір мережі становить $X_m = 0.4$. Відстань від підприємства до підстанції 110/35/10 кВ енергосистеми складає приблизно 3.5 км, що дозволяє підтримувати прийнятні втрати напруги під час передавання електроенергії.

Цехові трансформаторні підстанції встановлені безпосередньо у виробничих приміщеннях і обладнані всім необхідним електротехнічним устаткуванням для забезпечення стабільного живлення технологічного обладнання. Передача електроенергії від головної понижувальної підстанції (ГПП) до цехів здійснюється за допомогою кабельних ліній, що сприяє підвищенню надійності, безпеки та зменшенню втрат у мережі.

1.4 Висновки до першого розділу

На підставі проведеного аналізу рівня надійності системи електропостачання ливарно-механічного комбінату, діяльність якого пов'язана з виготовленням заготовок та деталей методом лиття, постає необхідність виконати комплекс технічних розрахунків і обґрунтувань. Зокрема, у межах роботи слід:

- здійснити детальний розрахунок електричних навантажень усіх виробничих відділень, обов'язково включаючи споживачів системи робочого та аварійного освітлення, що дасть змогу оцінити сумарну та розрахункову потужність підприємства;
- надати аргументоване техніко-економічне обґрунтування вибору напруги живлення та конструктивного типу головної понижувальної підстанції,

з урахуванням перспектив розвитку виробництва та вимог до безперебійності енергопостачання;

- визначити оптимальну кількість цехових трансформаторних підстанцій, встановити їх потужність, а також врахувати втрати в елементах мережі, що дозволить підвищити ефективність розподілу електроенергії та мінімізувати експлуатаційні витрати;

- сформувати раціональну структуру внутрішньозаводської розподільної мережі та підібрати її основні параметри, спираючись на умови надійності, електробезпеки та можливості резервування;

- виконати розрахунок необхідних заходів із компенсації реактивної потужності, що сприятиме зменшенню навантаження на мережу, підвищенню коефіцієнта потужності та зниженню загальних енергетичних втрат;

- відповідно до отриманих значень струмів короткого замикання на напругах вище 1000 В здійснити вибір апаратури релейного захисту та комутаційного обладнання, яке гарантуватиме безпечну та надійну роботу електроустановок у разі аварійних режимів.

2 РОЗРАХУНКОВО-ДОСЛІДНИЦЬКИЙ РОЗДІЛ

2.1 Розрахунок проектних навантажень виробничих цехів підприємства

Для прийняття рішень щодо забезпечення надійності ливарно-механічного виробництва: вибір та перевірка обладнання системи електропостачання та визначення втрат потужності, проводимо розрахунок навантажень силових приймачів, виходячи з отриманих значень навантажень і характеристики приміщень (розділ 1).

Первинно визначаємо розрахункове навантаження силових електроприймачів цехів напруги 0.4 кВ [16]:

$$P_p = K_B \cdot P_H, \quad (2.1)$$

$$Q_p = P_p \cdot \operatorname{tg} \varphi, \quad (2.2)$$

де P_H – загальна потужність приймачів цехів (табл. 1.1), кВт.

K_B – середній коефіцієнт використання [16];

$\operatorname{tg} \varphi$ – коефіцієнт реактивної потужності.

Розрахункове навантаження освітлювальних приймачів визначаємо за встановленою потужністю цехів ($P_{но}$) підприємства та коефіцієнтом попиту ($K_{но} = 0.95$) [17], кВт:

$$P_{p.o} = K_{но} \cdot P_{но} \cdot \cos \varphi, \quad (2.3)$$

де $P_{но}$ – встановлена потужність приймачів освітлення [17]:

$$P_{но} = P_{но} \cdot F, \quad (2.4)$$

де $P_{но}$ – питоме навантаження на одиницю площі цеху, Вт / м²;

F – площа цеху (генеральний план), м².

Реактивне навантаження приймачів освітлення кВАр:

$$Q_{p.o} = K_{но} \cdot P_{но} \cdot \operatorname{tg} \varphi, \quad (2.5)$$

де $\operatorname{tg} \varphi$ – коефіцієнт потужності джерела світла, [17].

Повна розрахункова потужність ланок напруги 0.4 кВ, кВА [16]:

$$S_p = \sqrt{(P_p + P_{po})^2 + (Q_p + Q_{po})^2}. \quad (2.6)$$

Приймачі напруги вище 1 кВ розраховуємо окремо, де розрахункові значення реактивної та активної потужності визначаємо за (2.1) та (2.2), а повну потужність, кВА [16]:

$$S_p = \sqrt{(P_p + P_{po})^2 + (Q_p + Q_{po})^2}. \quad (2.7)$$

Результати розрахунків подано в таблиці 2.1.

2.2 Визначення загального навантаження підприємства

Для розрахункового навантаження підприємства, яке визначалося за відповідними навантаження цехів з врахуванням освітлювального навантаження, необхідно врахувати втрати потужності в трансформаторах як цехових трансформаторів так і трансформаторів ГПП та компенсації реактивної потужності [16].

Наближені втрати потужності в цехових трансформаторах (ЦТ) з співвідношень, кВт, (кВАр):

$$\Delta P_{\text{ЦТ}} = 0.02 \cdot S_{\Sigma}, \quad (2.8)$$

$$\Delta Q_{\text{ЦТ}} = 0.1 \cdot S_{\Sigma}, \quad (2.9)$$

де S_{Σ} – повна розрахункова потужність приймачів 0.4 кВ із освітленням (згідно з таблицею 2.1 $S_{\Sigma} = 12129.14$ кВА).

Звідси, втрати активної потужності ЦТ, кВт:

$$\Delta P_{\text{ЦТ}} = 0.02 \cdot 12129.14 = 242.58 \text{ кВт},$$

та реактивної: $\Delta Q_{\text{ЦТ}} = 0.1 \cdot 12129.14 = 1212.914$ кВАр.

Величина оптимальної реактивної потужності, що передається від енергосистеми в мережу підприємства в період максимального навантаження енергосистеми буде становити, kVar :

$$Q_{omt} = K_{\alpha} \cdot \left(\sum P_{p.0.4} + \sum P_{p.10} \right), \quad (2.10)$$

де $K_{\alpha} = 0.29$ – коефіцієнт, що характеризує клас напруги лінії постачання ($U = 110 \text{ кВ}$);

$\sum P_{p.0.4}, \sum P_{p.10}$ – загальна активна потужність приймачів 0.4 кВ та 10 кВ , відповідно, kW . Отже:

$$Q_{omt} = 0.29 \cdot (8535.79 + 6018.0) = 4220.6 \text{ кVar}.$$

Орієнтовно необхідну потужність пристроїв компенсації реактивної потужності (КРП) по підприємству визначаємо з виразу:

$$Q_{БК} = \sum Q_{p.0.4} + \sum Q_{p.10} + \Delta Q_{ЦТ} - Q_{omt}, \quad (2.11)$$

де $\sum Q_{p.0.4}, \sum Q_{p.10}$ – загальна реактивна потужність приймачів 0.4 кВ та 10 кВ , відповідно, kVar . Отже:

$$Q_{БК} = 8617.2 + 4025.04 + 1212.914 - 4220.6 = 9634.56 \text{ кVar}.$$

Нескомпенсована реактивна потужність на шинах 10 кВ ГПП :

$$Q = Q_{p\Sigma} - Q_{КБ\Sigma}, \quad (2.12)$$

де $Q_{p\Sigma}$ – реактивна потужність віднесена до шини 10 кВ ГПП при коефіцієнті максимуму навантаження $K_{p.m} = 0.95$, kVar :

$$Q_{p\Sigma} = \left(Q_{p\Sigma 0.4} + Q_{p\Sigma 10} \right) \cdot K_{p.m} + \Delta Q_{ЦТ}, \quad (2.13)$$

де $Q_{p\Sigma 0.4}, Q_{p\Sigma 10}$ – загальна реактивна потужність силового навантаження приймачів 0.4 кВ та 10 кВ , відповідно, kVar . Отже:

$$Q_{p\Sigma} = (8617.2 + 4025.04) \cdot 0.95 + 1212.914 = 13223.045 \text{ кVar};$$

$$Q = 13223.05 - 9634.56 = 3588.48 \text{ кVar}.$$

Втрати активної потужності при встановленні батарей статичних конденсаторів, κBm :

$$\Delta P_{BK} = P_n \cdot Q_{BK} = 0.002 \cdot 9634.56 = 19.27 \kappa Bm, \quad (2.14)$$

де $P_n = 0.002$ – питомі втрати активної потужності.

Активна потужність підприємства, віднесена до шини 10 κB ГПП при коефіцієнті максимуму навантаження $K_{p.m} = 0.95$, κBm :

$$P_{p\Sigma} = (P_{p\Sigma 0.4} + P_{p\Sigma 10}) \cdot K_{p.m} + P_{po} + \Delta P_{CT}, \quad (2.15)$$

де $P_{p\Sigma 0.4}$, $P_{p\Sigma 10}$ – загальна активна потужність силового навантаження приймачів 0.4 κB та 10 κB , відповідно, κBm ;

P_{po} – активна потужність освітлювального навантаження, κBm .Отже:

$$P_{p\Sigma} = (7785.5 + 6018.0) \cdot 0.95 + 747.29 + 242.29 = 14106.045 \kappa Bm .$$

Активна потужність з врахуванням втрат пристроїв КРП на шинах 10 κB підстанції, κBm :

$$P = P_{p\Sigma} - \Delta P_{BK} = 14106.04 + 19.27 = 14125.31 \kappa Bm .$$

Розрахункове навантаження на шинах 10 κB ГПП з врахуванням КРП :

$$S_{p10} = \sqrt{P^2 + Q^2} = \sqrt{14125.31^2 + 3588.48^2} = 14574.01 \kappa BAr .$$

ГПП розміщене на заводі, тому втрати як активної так і реактивної потужності в трансформаторах визначаємо з виразів (2.8) та (2.9):

$$\Delta P_{ГПП} = 0.02 \cdot S_{p10} = 0.02 \cdot 14574.01 = 291.48 \kappa Bm ;$$

$$\Delta Q_{CT} = 0.1 \cdot S_{p10} = 0.1 \cdot 14574.01 = 1457.4 \kappa BAr .$$

На стороні високої напруги ГПП потужність підприємства:

$$S_{pBH} = \sqrt{(P + \Delta P_{ГПП})^2 + (Q + \Delta Q_{CT})^2} . \quad (2.16)$$

$$S_{pBH} = \sqrt{(14125.31 + 291.48)^2 + (3588.48 + 1457.3)^2} = 14574.01 \kappa BA .$$

$$\cos \varphi = \frac{14125.31 + 291.48}{14574.01} = 0.97 .$$

Без врахування компенсації:

$$S_{pBH} = \sqrt{(14106.31 + 386.69)^2 + (13223.045 + 1933.3)^2} = 20970.5 \text{ кВА}.$$

$$\cos \varphi = \frac{14106.31 + 386.69}{20970.5} = 0.7.$$

2.3 Визначення центра електричних навантажень та картограма електричних навантажень

Центр електричних навантажень визначають методом аналогії з теоретичною механікою, розглядаючи навантаження як маси та наносячи їх у вигляді картограми навантажень на генеральний план підприємства. Розташування головної та цехових підстанцій поблизу цього центру дозволяє скоротити протяжність мереж, зменшити витрати провідникового матеріалу та втрати електроенергії [16].

Координати центру електричних навантажень (*ЦЕН*):

$$x_0 = \frac{\sum_{i=1}^n (P_{p.i} + P_{po.i}) \cdot x_i}{\sum_{i=1}^n (P_{p.i} + P_{po.i})}, \quad (2.17)$$

$$y_0 = \frac{\sum_{i=1}^n (P_{p.i} + P_{po.i}) \cdot y_i}{\sum_{i=1}^n (P_{p.i} + P_{po.i})}. \quad (2.18)$$

де x_i, y_i – координати *ЦЕН* i – го цеху.

Для вибору місця *ГПП* на генплан наносять картограму навантажень: за планом розміщують кола, площа яких у певному масштабі відповідає розрахунковому навантаженню; радіус кола:

$$r_i = \sqrt{\frac{P_i}{\pi \cdot m}}. \quad (2.19)$$

Також на колі розміщуємо у вигляді сектора освітлювальне навантаження, де кут сектора:

$$\alpha = \frac{360^\circ \cdot P_{po.i}}{P_{pi} + P_{po.i}}. \quad (2.20)$$

Результати розрахунків подані в таблиці 2.2.

Таблиця 2.2 – Результати визначення *ЦЕН* за активною потужністю

№	Назва цеху	$P_p + P_{p.o},$ кВт	$P_{p.o},$ кВт	$r,$ мм	$\alpha,$ град	$x, м$	$y, м$	$(P_p + P_{p.o}) \cdot x$	$(P_p + P_{p.o}) \cdot y$
Споживачі 0.4 кВ									
1	Ливарний цех	1859.56	149.56	72.55	28.95	193.5	37.5	359824.9	69733.5
2	Виробничий цех № 1	789.264	54.264	47.26	24.75	108	165	85240.51	130228.6
3	Склад готової продукції	314.825	69.25	29.85	79.18	271.5	163.5	85474.99	51473.89
4	Виробничий цех № 2	1295.21	15.21	60.55	4.22	333	52.5	431304.9	67998.53
5	Пресовий цех	1020.106	20.1	53.73	7.09	249	99	254006.4	100990.5
6	Ремонтно-механічний цех	225.005	15	25.23	23.99	390	174	87751.95	39150.87
7	Компресорна	234.234	9.234	25.75	14.19	172.5	127.5	40405.37	29864.84
8	Будівельний цех	157.76	7.76	21.13	17.70	309	15	48747.84	2366.4
9	Управління	98.407	23.24	16.69	85.01	382.5	235.5	37640.68	23174.85
10	Цех обробки деталей	556.392	10.39	39.68	6.72	115.5	240	64263.28	133534.1
11	Механічний цех	1424.267	44.26	63.49	11.18	180	207	256368.1	294823.3
12	Цех металоконструкцій	246.94	71.94	26.44	104.8	271.5	228	67044.21	56302.32
13	Електроцех	255.39	31.39	26.88	44.24	373.5	135	95388.17	34477.65
14	Склад комплектуючих	18.318	6.318	7.20	124.1	354	174	6484.572	3187.332
15	Склад піску	47.05	5.05	11.54	38.64	391.5	87	18420.08	4093.35
Споживачі 10 кВ									
1	Ливарний цех (ДСП)	3750	-	103.03	0	193.5	37.5	725625	140625
7	Компресорна (СД)	2268	-	80.12	0	172.5	127.5	391230	289170
	Всього	14560.72						3055221	1471195

Отже, координати *ЦЕН* згідно розрахунків, m :

$$x_0 = \frac{\sum_{i=1}^n (P_{p.i} + P_{po.i}) \cdot x_i}{\sum_{i=1}^n (P_{p.i} + P_{po.i})} = \frac{3055221}{14560.72} = 209.82;$$

$$y_0 = \frac{\sum_{i=1}^n (P_{p.i} + P_{po.i}) \cdot y_i}{\sum_{i=1}^n (P_{p.i} + P_{po.i})} = \frac{1471195}{14560.72} = 101.04.$$

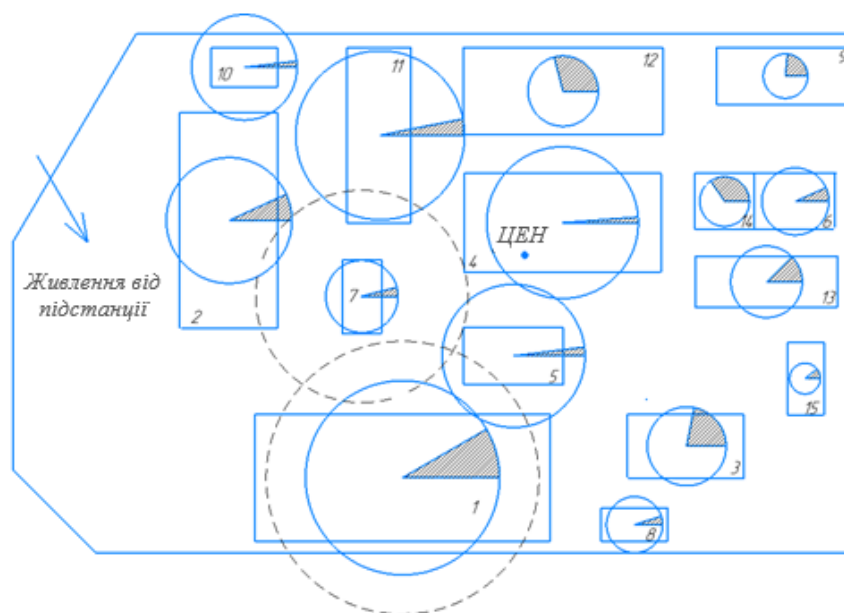


Рисунок 2.1 – Картограма навантажень.

2.4 Вибір числа та потужності трансформаторів ГПП

Система зовнішнього електропостачання охоплює схему електропостачання та джерела живлення підприємства. При виборі трансформаторів ГПП важливо забезпечити надійність, економічність і відповідну якість електроенергії. Вибір схеми враховує розміщення навантажень, споживану потужність і наявність власних джерел живлення. Для підприємств малої та середньої потужності зазвичай застосовують схеми з одним пунктом живлення. Якщо є споживачі I категорії, необхідно передбачати два незалежні джерела живлення та секціонування шин для підвищення надійності [16].

Ливарно-механічний комплекс живиться двома повітряними лініями напругою 35 кВ, містить споживачі I та II категорії за надійністю електропостачання. Тому, на знижувальній підстанції для забезпечення надійності встановлюємо два трансформатори. Окрім цього для надійного електропостачання на стороні високої напруги вибираємо схему 4Н – «два блоки з вимикачами та неавтоматичною перемичкою зі сторони лінії», яка застосовується на напругу 135–220 кВ для тупикових трансформаторних підстанцій при використанні елегазових або вакуумних вимикачів [16].

Визначаємо номінальну потужність трансформаторів при коефіцієнті завантаженні рівному 0.7 [18]:

$$S_{нт} \geq \frac{S_p}{2 \cdot 0.7} = \frac{14574.01}{2 \cdot 0.7} = 10410.4 \text{ кВА}. \quad (2.21)$$

Приймаємо до встановлення два трансформатори на номінальну потужність 10000 кВА.

Завантаження трансформаторів в номінальному режимі [18]:

$$k_3 = \frac{S_p}{2 \cdot S_{нт}} = \frac{14574.01}{2 \cdot 10000} = 0.73;$$

в після аварійному режимі:

$$k_3 = \frac{S_p}{S_{нт}} = \frac{14574.01}{10000} = 1.146.$$

Приймаємо до встановлення трансформатори ТДНС – 10000 / 35.

Каталожні дані трансформатора ТДНС – 10000 / 35 наведені в таблиці 2.3, а структурна схема ГПП – на рисунку 2.2. Запропонована система зовнішнього електропостачання підприємства подана в додатку А.

Таблиця 2.3 – Каталожні дані трансформатора ТДНС – 10000 / 35

Тип трансформатора	Номінальна Потужність, кВА	Номінальні напруги обмоток, кВ		Втрати, кВт		Напруга короткого замикання, $u_{кз}$, %	Струм холостого ходу, $i_{хх}$, %
		ВН	НН	$\Delta P_{хх}$	$\Delta P_{кз}$		
ТДНС – 10000 / 35	10000	36.75	10.5	9.0	60.0	8.0	0.25

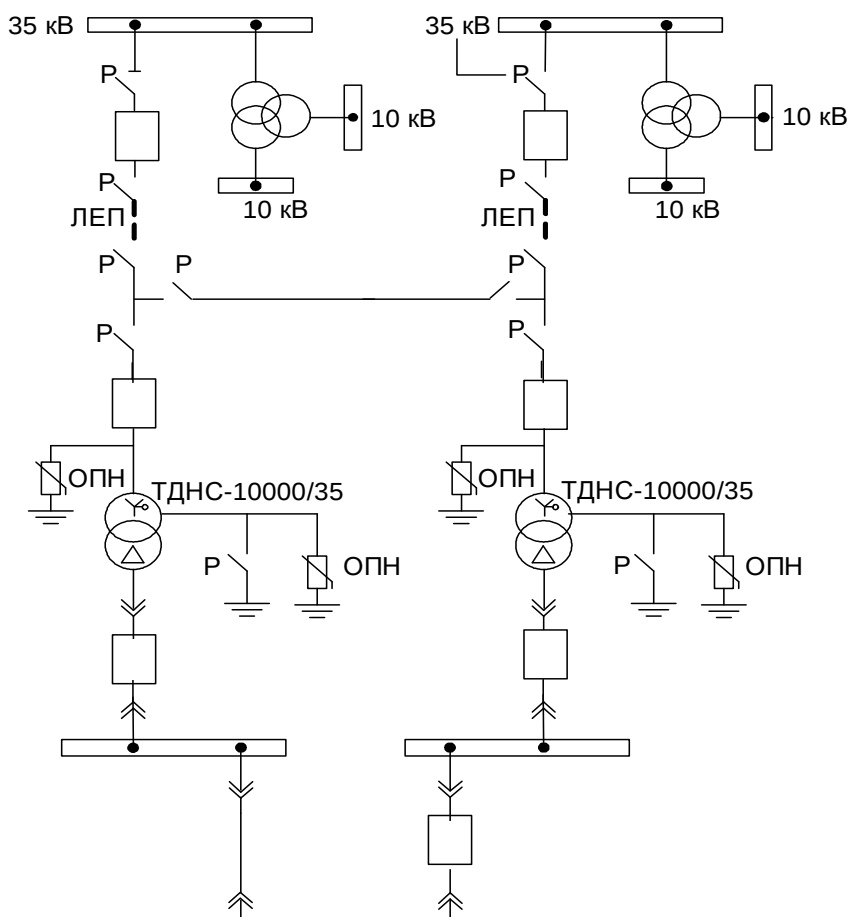


Рисунок 2.2 – Структурна схема підстанції ГПП.

2.5 Вибір числа та потужності цехових трансформаторів з врахуванням компенсації реактивної потужності

Потужність цехових трансформаторів зазвичай не перевищує 2500 кВА, оскільки зі збільшенням потужності зростають струми короткого замикання (КЗ) при цьому, кількість типорозмірів трансформаторів має бути мінімальною. Як правило, цехові підстанції можуть бути одно- або дво трансформаторними для забезпечення надійності приймачів.

При виборі необхідно враховувати освітлення території підприємства, де світлове навантаження необхідно рівномірно розподілити між трансформаторними підстанціями. Територію ділимо на чотири приблизно рівні зони, кожну територію яких освітлює своя підстанція.

Освітлювальне навантаження території підприємства [17]:

$$P_{p.o}^{тер} = k_{\epsilon} \cdot P_{no} \cdot S_{тер} = 0.8 \cdot 0.16 \cdot 10^{-3} \cdot 63886 = 8.17 \text{ кВт}, \quad (2.22)$$

де k_{ϵ} – коефіцієнт використання освітлювального навантаження, у.о.;

P_{no} – питома потужність освітлювального навантаження, (0.09 – 0.25) [17],
 $\text{кВт}/\text{м}^2$; приймаємо: $P_{no} = 0.16$;

$S_{тер}$ – площа території підприємства, м^2 .

Результати розрахунку представлено в таблиці 2.4

Таблиця 2.4 – освітлювальне навантаження території підприємства

Територія	Частина площі від загальної території, %	Розрахункове активне навантаження, кВт	Розрахункове реактивне навантаження, кВАр
Пв – Зх	24	1.92	0.61
Пв – Сх	23	1.89	0.60
Пд – Зх	29	2.35	0.76
Пд – Сх	24	2.01	0.65
Всього	100	8.17	2.62

Вибір кількості та потужності цехових трансформаторів (ЦТ) здійснюємо з врахуванням економічної доцільності величини реактивної потужності, що передається в мережу до 1 кВ через трансформатори.

Сумарну розрахункову потужність батарей конденсаторів низької напруги (НБК), які встановлюємо у внутрішній (цеховій) мережі, проводимо в два етапи:

- вибір економічно оптимальної кількості ЦТ;
- визначення додаткової потужності НБК для зменшення втрат у трансформаторах та мережі 10 кВ підприємства. Відповідно до методики [19]:
- орієнтовний вибір числа та потужності ЦТ за питомою густиною навантаження, $\text{кВА}/\text{м}^2$:

$$\sigma_n = S_p / F, \quad (2.23)$$

де S_p – розрахункове навантаження цеху, кВА;

F – площа цеху, m^2 ;
 – мінімальне число $ЦТ$ однакової потужності, які призначені для електропостачання пов'язаних технологічно споживачів:

$$N_{\min} = \frac{P_p}{k_z \cdot S_{ном.Т}} + \Delta N, \quad (2.24)$$

де k_z – рекомендований коефіцієнт завантаження трансформатора [16], *у.о.*;
 ΔN – додавання до цілого числа, m^2 ;
 – оптимальне число $ЦТ$ за питомими затратами на передавання реактивної потужності:

$$N_{опт} = N_{\min} + m, \quad (2.25)$$

де m – число додатково встановлених $ЦТ$ [16];
 – реактивна потужність яку бажано передати через $ЦТ$ в мережу до 1 $кВт$, $кВАр$:

$$Q_{\max.ЦТ} = \sqrt{(N_{опт} \cdot k_z \cdot S_{ном.Т})^2 - P_p^2}; \quad (2.26)$$

– потужність $КБ$ на напругу до 1 $кВ$, $кВАр$:

$$Q_{НБК1} = Q_p - Q_{\max.ЦТ}. \quad (2.27)$$

Якщо при розрахунках $Q_{НБК1} < 0$, то встановлення батарей конденсаторів при виборі $N_{опт}$ не потрібне.

Додаткова потужність $НБК$ для зниження втрат в трансформаторах та в мережі 10 $кВ$ підприємства, $кВАр$:

$$Q_{НБК2} = Q_p - Q_{НБК1} - \gamma \cdot N_{опт} \cdot S_{ном.Т}, \quad (2.28)$$

де γ – розрахунковий коефіцієнт, значення якого залежить від схеми живлення $ЦТ$ [16].

Якщо при розрахунках $Q_{НБК2} < 0$, то для даної групи трансформаторів реактивна потужність приймається рівною нулю.

Загальна потужність $НБК$, $кВАр$:

$$Q_{НБК} = Q_{НБК1} + Q_{НБК2}. \quad (2.29)$$

Проводимо розрахунок числа та потужності $ЦТ$ для цехів №4,12,9,14,6 та розрахункову потужність $БК$ на напругу до 1кВ з вибором $НБК$. При розрахунку використовуємо дані таблиці 2.1.

У відповідності до (2.23), питома густина навантаження:

$$\sigma_n = 3526.51/9941 = 0.35.$$

При значеннях σ_n більше 0.2...0.3 кВА/м² та загальному навантаженні більше 3000...4000 кВА бажано для встановлення застосовувати $ЦТ$ потужністю у відповідності 1600...2500 кВА. Приймаємо для забезпечення необхідної надійності $ЦТ$ з номінальною потужністю 2500 кВА при $k_3 = 0.7$.

Згідно (2.24) мінімальне число $ЦТ$:

$$N_{\min} = \frac{1950.26}{0.7 \cdot 2500} + 0.89 = 2.$$

Згідно (2.25) оптимальне число трансформаторів:

$$N_{opt} = 2 + 0 = 2.$$

Згідно (2.26):

$$Q_{\max.ЦТ} = \sqrt{(2 \cdot 0.7 \cdot 2500)^2 - 1950.26^2} = 2906.28 \text{ кВАр},$$

Та у відповідності до (2.27):

$$Q_{НБК1} = 2675.57 - 2906.28 = -140.72 \text{ кВАр}.$$

Так як $Q_{НБК1} < 0$, то встановлення $БК$ при виборі N_{opt} не потрібне.

Результати вибору числа та потужності $ЦТ$ для решти цехів подані в таблиці 2.5; параметри $ЦТ$ – в таблиці 2.6; результати вибору $НБК$ – в таблиці 2.7.

Таблиця 2.5 – Вибір числа та потужності ЦТ.

Споживачі	Назва ЦТ	Місце розташування	σ_n , кВА/м^2	P_p , кВт	Q_p , кВАр	$S_{\text{ном.Т}}$, кВА	k_3	$N_{\min}$	$N_{\text{ном}}$
Цех 1, 3, 8 (Пд – 3х)	ТП – 1, ТП – 1а	Цех № 1	0.18	2111.65	1557.6	1000	0.66	4	4
Цех 5, 13, 15, 7 (Пд – Сх)	ТП – 2	Цех № 5	0.47	1606.79	1494.07	1600	0.69	2	2
Цех 4, 12, 9, 14, 6 (Пн – Сх)	ТП – 3	Цех № 4	0.35	1950.26	2765.57	2500	0.71	2	2
Цех 2, 7 (Пн – 3х)	ТП – 4	Цех № 2	0.37	1023.5	939.49	1000	0.75	2	2
Цех 11	ТП – 5	Цех № 11	0.81	1424.26	1627.96	1600	0.69	2	2
Цех 10	ТП – 6	Цех № 10	1.23	556.39	560.45	1000	0.79	1	1

Таблиця 2.6 – Параметри ЦТ.

Тип трансформатора	Номинальна Потужність, кВА	Номинальні напруги обмоток, кВ		Втрати, кВт		Напруга короткого замикання, $u_{\text{кз}}$, %	Струм холостого ходу, $i_{\text{хх}}$, %
		VH	HH	$\Delta P_{\text{хх}}$	$\Delta P_{\text{кз}}$		
ТМ	1000	10	0.4	1.7	10.5	6.0	1.3
ТМ	1600	10	0.4	3.3	18.0	5.5	1.3
ТМ	1600	10	0.4	4.6	25.0	5.5	1.0

Таблиця 2.7 – Вибір НБК.

Споживачі	Q_p , кВАр	$Q_{\text{НБК.р}}$, кВАр	$Q_{\text{НБК.ф}}$, кВАр	Кількість НБК, шт	Номинальна потужність НБК, кВАр	Тип НБК
Цех 1, 3, 8	1557.6	40.71	50.4	4	12.6	УКМ – 0.4 – 12.6 – 1.8 УЗ
Цех 5, 13, 15, 7	1494.07	–	–	–	–	–
Цех 4, 12, 9, 14, 6	2765.57	–	–	–	–	–
Цех 2, 7	939.49	–	–	–	–	–
Цех 11	1627.96	–	–	–	–	–
Цех 10	560.45	135.68	150	1	150	УКМ – 0.4 – 150 – 7.5 УЗ

Для підвищення надійності визначаємо потужність пристроїв компенсації в мережі 10 кВ. В цьому випадку, баланс реактивної потужності [19]:

$$Q_{p\Sigma} - Q_{CD} - Q_{НКБ.ф} + Q_{ГПП} - Q_{ВКБ} - Q_{онт} = 0, \quad (2.30)$$

де $Q_{ВКБ}$ – реактивна потужність ВБК, кВАр;

$Q_{НКБ.ф}$ – реактивна потужність НКБ, кВАр;

$Q_{ГПП}$ – втрати реактивної потужності на ГПП, кВАр;

Q_{CD} – сумарна наявна реактивна потужність вироблена CD, кВАр:

$$Q_{CD} = Q_{CD.н} \cdot n = 307.38 \cdot 4 = 1229.52, \quad (2.31)$$

де n – число CD, шт;

$Q_{CD.н}$ – наявна реактивна потужність CD, кВАр:

$$Q_{CD.н} = \alpha \cdot Q_{CD.ном} = 0.94 \cdot 327 = 307.38, \quad (2.32)$$

де α – коефіцієнт допустимого перевантаження CD.

Загальна реактивна потужність ВБК ($Q_{ВКБ}$) для шин з яких надходить навантаження підприємства без врахування реактивної потужності ДСП ($Q_{ДСП} = 2324.04$ кВАр) з (2.30):

$$\begin{aligned} Q_{ВКБ} &= Q_{p\Sigma} - Q_{CD} - Q_{НКБ.ф} + Q_{ГПП} - Q_{онт} = \\ &= 13223.05 - 1229.52 - 200.4 + 1479.125 - 4220.51 = 9151.74 \text{ кВАр}. \end{aligned}$$

До розміщення приймаємо:

4 установки УКРМ – 10.5 – 1350 – 1 × 450 p – 2 × 900 p;

2 установки СТК – 2 / 20 – 10 [19].

2.6 Розрахунок втрат потужності в ЦТ

Для подальшого розрахунку січення кабелів, які живлять ЦТ, визначаємо втрати в трансформаторах на прикладі ТП – 2.

Втрати активної потужності [16]:

$$\Delta P_{тр.ТП-2} = \Delta P_{xx} \cdot n + \Delta P_{кз} \cdot 1/n \cdot \left(\frac{S_{\phi}}{S_{ном.тр}} \right)^2 =$$

$$= 3.3 \cdot 2 + 18.0 \cdot 1/2 \cdot \left(\frac{2194.08}{1600} \right)^2 = 23.52 \text{ кВт},$$

де $n = 2$ – число паралельно працюючих трансформаторів, шт ;

S_{ϕ} – фактичне навантаження трансформатора, кВА :

$$S_{\phi} = \sqrt{P_p^2 + (Q_p - Q_{НКБ.\phi})^2} = \sqrt{1606.79^2 + (1494.07 - 50)^2} = 2194.08 \text{ кВА}.$$

Втрати реактивної потужності [16]:

$$\Delta Q_{тр.ТП-2} = \Delta Q_{xx} \cdot m + \Delta Q_{кз} \cdot \frac{1}{n} \left(\frac{S_{\phi}}{S_{ном.тр}} \right)^2 =$$

$$= S_{ном.тр} \cdot \frac{I_{xx}}{100} \cdot n + S_{ном.тр} \cdot \frac{U_{кз}}{100} \cdot 1/n \cdot \left(\frac{S_{\phi}}{S_{ном.тр}} \right)^2 =$$

$$= 1600 \cdot \frac{1.0}{100} \cdot 2 + 1600 \cdot \frac{5.5}{100} \cdot 1/2 \cdot \left(\frac{2194.08}{1600} \right)^2 = 124.34 \text{ кВАр},$$

де I_{xx} – струм холостого ходу, % ;

$U_{кз}$ – напруга короткого замикання, % .

Результати розрахунку втрат ЦТ підприємства зведені в таблиці 2.8.

Таблиця 2.8 – Розрахунки втрат в ЦТ

№ ТП	$S_{ном.тр}$, кВА	$\Delta P_{тр}$, кВт (для одної ТП)	$\Delta Q_{тр}$, кВАр (для одної ТП)
ТП – 1	1000	24.47	153.0
ТП – 2	1600	23.52	124.34
ТП – 3	2500	32.1	176.0
ТП – 4	1000	13.53	83.9
ТП – 5	1600	23.04	122.0
ТП – 6	1000	6.72	41.68

2.7 Вибір перерізу проводів ПЛ ГПП

Для лінії ГПП 35 кВ визначаємо розрахункові струми а номінальному $I_{p.35кВ}$ та після аварійному $I_{p.max.35кВ}$ [20]:

$$I_{p.35кВ} = \frac{S_p}{n \cdot \sqrt{3} \cdot U_{ном}} = \frac{15934.47}{2 \cdot \sqrt{3} \cdot 35} = 131.42 \text{ A};$$

$$I_{p.max.35кВ} = \frac{S_p}{\sqrt{3} \cdot U_{ном}} = \frac{15934.47}{\sqrt{3} \cdot 35} = 262.84 \text{ A}.$$

Розрахунковий переріз проводу [20]:

$$F_{розр} = \frac{I_p}{j_{ек}} = \frac{131.42}{1.1} = 119.47 \text{ мм}^2, \quad (2.33)$$

де $j_{ек}$ – економічна густина струму, приймаємо: $j_{ек} = 1.1 \text{ A / мм}^2$ [21].

Найближчий стандартний переріз 120 мм². Вибираємо провід АС 120/19 з допустимим струмовим навантаженням $I_{дон} = 390 \text{ A}$ [21].

Проводимо перевірку за допустимим струмом (за нагрівом):

$$I_{дон} \geq I_{p.max}, \quad 390 \geq 262.85 - \text{умова виконується.}$$

Вибір кабельних ліній (КЛ) проводимо за економічною густиною струму за методикою [20].

Як приклад проводимо вибір КЛ для ланки ГПП – ТП2. Розрахунковий робочий струм при номінальному режимі:

$$I_p = \frac{\sqrt{(P_p^H + \Delta P_T)^2 + (Q_p^H + \Delta Q_T)^2}}{n_k \cdot \sqrt{3} \cdot U_{ном}} = \frac{\sqrt{(1606.79 + 23.52)^2 + (1494.07 + 124.34)^2}}{2 \cdot \sqrt{3} \cdot 10} = 64.22 \text{ A}, \quad (2.34)$$

де P_p^H – активна складова навантаження шини 0.4 кВ, кВт;

$\Delta P_T / \Delta Q_T$ – втрати активної/реактивної потужності (таблиця 2.8), кВт/кВАр;

n_k – число *КЛ* живлення;

Q_p^H – реактивна складова навантаження шини 0.4 кВ, кВАр :

$$Q_p^H = Q_p - Q_{НКБ.ф} = 1494 - 0 = 1494.07.$$

При аварійному режимі роботи:

$$I_{ав} = \frac{\sqrt{(P_p^H + \Delta P_T)^2 + (Q_p^H + \Delta Q_T)^2}}{(n_k - 1) \cdot \sqrt{3} \cdot U_{ном}} = \frac{\sqrt{(1606.79 + 23.52)^2 + (1494.07 + 124.34)^2}}{1 \cdot \sqrt{3} \cdot 10} = 128.44 \text{ А.} \quad (2.35)$$

Розрахунковий переріз жили кабелю:

$$F_{розр} = \frac{I_p}{j_{ек}} = \frac{64.22}{1.7} = 40.14 \text{ мм}^2,$$

де $j_{ек} = 1.7 \text{ А / мм}^2$ [21].

Найближчий стандартний переріз – 50 мм². Вибираємо кабель АПвП з допустимим струмовим навантаженням $I_{дон} = 170 \text{ А}$ [21].

Проводимо перевірку за допустимим струмом (за нагрівом) з врахуванням поправочних коефіцієнтів: на температуру оточуючого середовища (K_1); число кабелів в траншеї (K_2); на питомий тепловий опір ґрунту (K_3):

$$I'_{дон} = K_1 \cdot K_2 \cdot K_3 \cdot I_{дон} \geq I_{p.макс}, \quad (2.36)$$

де $I_{дон}$ – довго допустимий струм кабелю, А; $I_{дон} = 156 \text{ А}$ [21].

$$\text{Отже: } I'_{дон} = 1 \cdot 0.9 \cdot 1.05 \cdot 156 = 147.42 \geq 128.44.$$

Перевірка на втрату напруги:

$$\Delta U = \sqrt{3} \cdot n_k \cdot I_p \cdot \ell \cdot (r_n \cdot \cos \varphi + x_n \cdot \sin \varphi), \quad (2.37)$$

де ℓ – довжина кабелю, км;

r_n, x_n – питомий активний і реактивний опір кабелю, кВт/кВАр ;

$\cos \varphi$ – коефіцієнт потужності (в кінці лінії):

$$\cos \varphi = \frac{P_p + P_{ЦТ}}{S_p} = \frac{1606.79 + 10.59}{2224.65} = 0.73. \quad (2.38)$$

Отже: $\Delta U = \sqrt{3} \cdot 3 \cdot 64.22 \cdot 0.15 \cdot (0.383 \cdot 0.73 + 0.204 \cdot 0.68) = 7.05 \text{ В}.$

У відносному представленні втрата напруги:

$$\Delta U\% = \Delta U / U_{ном} \cdot 100\% = 7.05 / 10000 \cdot 100\% = 0.0705 \text{ \%}.$$

Умови перевірки виконані, приймаємо вибраний кабель до встановлення.

Результати вибору кабелів на ланках 10 кВ представлено в таблиці 2.9.

Таблиця 2.9 – Вибір кабелів розподільної мережі 10 кВ

Ділянка	S_p , кВА	I_p , А	$I_{p, \max}$, А	$n_{\text{л}}$	Марка кабелю	ℓ , км	ΔU , %
ГПП – ТП1	2705.65	78.1	156.2	4	АПвП – (3×50)	0.31	0.0092
ГПП – ТП1а	705.65	20.4	40.8	2	АПвП – (3×50)	0.2	0.0316
ГПП – ТП2	2297.21	66.3	132.6	2	АПвП – (3×50)	0.15	0.0705
ГПП – ТП3	3547.17	51.2	68.3	4	АПвП – (3×50)	0.33	0.1113
ГПП – ТП4	1456.97	42.0	84.0	2	АПвП – (3×50)	0.07	0.0226
ГПП – ТП5	2270.94	65.5	131.0	22	АПвП – (3×50)	0.08	0.0366
ГПП – ТП6	722.16	20.8	41.6		АПвП – (3×50)	0.09	0.0142
ГПП – РП1	4411.76	63.7	84.9	4	АПвП – (3×50)	0.18	0.09
ГПП – РП2	2835.00	40.9	54.6	4	АПвП – (3×50)	0.1	0.0315

2.8 Висновки до другого розділу

Для забезпечення надійності та вибору захисного обладнання на ланках 35 кВ і 10 кВ виконано розрахунок повних потужностей цехів з урахуванням усіх навантажень. На основі цих даних побудовано картограму навантажень і визначено центр електричних навантажень, біля якого розміщено ГПП. Встановлено кількість і потужність ЦТ та здійснено розподіл їх між цехами з урахуванням категорії надійності. Електропостачання ЦТ здійснюється кабельними лініями 10 кВ, марка кабелю АПвП, а комплексу – повітряною

ЛЕП 35 кВ з двома трансформаторами ТДНС – 10000 / 35 для підвищення надійності. Вибір трансформаторів виконано з урахуванням можливості компенсації реактивної потужності за допомогою КБ на ланках 0.4 кВ та 10 кВ

.

3 ПРОЕКТНО-КОНСТРУКТОРСЬКИЙ РОЗДІЛ

3.1 Розрахунок короткого замикання

Перехідні процеси в електроенергетичних системах виникають як під час нормальної роботи (вмикання/вимикання навантажень, ліній, джерел живлення), так і в аварійних режимах – при коротких замиканнях, обривах ліній, втраті синхронізму тощо. Вони супроводжуються взаємопов'язаними електромагнітними та механічними змінами в системі.

Головною причиною порушень у роботі системи електропостачання є короткі замикання, що виникають через пошкодження ізоляції або помилки персоналу. Для визначення струмів $KЗ$ будуємо розрахункову схему та відповідну схему заміщення (рисунок 3.1, а, б), де всі елементи подані у вигляді опорів. Після визначення параметрів і перетворення схеми обчислюємо струми $KЗ$.

Обчислення струмів $KЗ$ виконуємо для вибору електрообладнання, засобів обмеження струмів та під час проектування релейного захисту. Розрахунок проводимо у відносних одиницях, приводячи всі параметри до базисної напруги й потужності.

Для спрощення приймаємо такі припущення [20]:

- трифазна система є симетричною;
- магнітне насичення не враховується, тому схему вважають лінійною і застосовують принцип накладання;
- струми намагнічування трансформаторів та ємнісні провідності елементів мережі нехтуються;
- $ЕРС$ генераторів упродовж $KЗ$ залишаються синфазними.

Розрахунок струмів $KЗ$ виконуємо для двох найбільш завантажених кабельних ліній ($ГПП - РП2$), до шин яких підключено два синхронні двигуни та навантаження цехів № 1 та № 5.

Розрахунок виконуємо з використанням програми *MatCaD 15*, який

представлений в додатку Б.

В розрахунках приймаємо базисну потужність $S_6 = 100 \text{ МВА}$ та середню напругу з місця $K3$ $U_{61} = 37 \text{ кВ}$, $U_{62} = 10,5 \text{ кВ}$, $U_{63} = 0,4 \text{ кВ}$.

Для розрахунку приймаємо точки: K_1 – шини 35 кВ ГПП ; K_2 – шини 10 кВ ГПП ; K_3 – ТП – 3 10 кВ ; K_4 – шини $СД$; K_5 – шина $0,4 \text{ кВ}$.

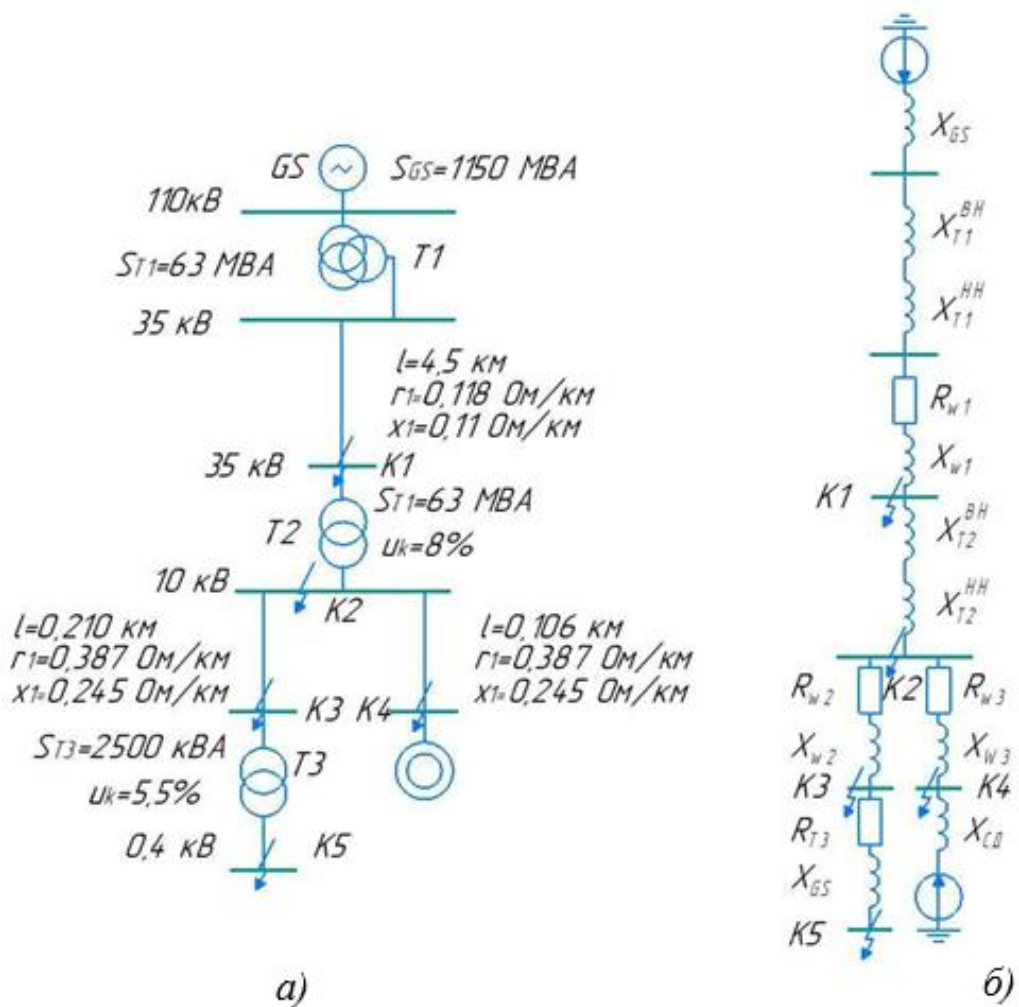


Рисунок 3.1 – Спрощена однолінійна схема електроустановки:

а – розрахункова схема; б – схема заміщення.

Таблиця 3.1 – Результати розрахунків струмів

Точка КЗ	$U_0, \text{кВ}$	$I_{\text{кз}}, \text{кА}$	$i_{\text{удКЗ}}, \text{кА}$
K1	37	9.373	14.449
K2	10	5.493	13.983
K3	10	5.387	13.714
K4	10	5.335	13.58
K5	0.4	14.04	20.253

3.2 Вибір комплексу захисних пристроїв на стороні 35 кВ

Для забезпечення стабільної та безперебійної роботи системи електропостачання підприємства на різних рівнях напруги – 35 кВ, 10 кВ, а також на лініях, що підводять живлення до розподільних пунктів (РП) – необхідно провести детальну перевірку отриманих розрахункових показників на відповідність допустимим нормам. Після цього слід виконати обґрунтований вибір відповідного електротехнічного обладнання з урахуванням його технічних характеристик та умов експлуатації.

Визначаємо номінальні і робочі максимальні струми, які проходять через трансформатор [21]:

$$I_{\text{ном}} = k_3^{\text{ном}} \cdot \frac{S_{\text{ном.Т}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном.ВН}}} = 0.7 \cdot \frac{10000}{\sqrt{3} \cdot 35} = 115.47 \text{ А}; \quad (3.1)$$

$$I_{\text{ном}} = k_3^{\text{ав.пер}} \cdot \frac{S_{\text{ном.Т}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном.ВН}}} = 1.4 \cdot \frac{25000}{\sqrt{3} \cdot 35} = 230.94 \text{ А}, \quad (3.2)$$

де $k_3^{\text{ном}}$, $k_3^{\text{ав.пер}}$ – коефіцієнти завантаження та аварійного перевантаження трансформатора, у.о.;

$S_{\text{ном.Т}}$ – номінальна потужність трансформатора;

$U_{\text{ном.ВН}}$ – напруга на стороні ВН.

Обладнання підбираємо згідно схеми ГПП (Додаток А).

Вибір вимикачів.

Вимикачі вибираємо за значеннями напруги та струму. На основі розрахунку вибираємо вакуумний вимикач ВБЗП – 35 – 20 / 1000 [23]:

Номінальна напруга, кВ	35
Номінальний струм, А	1000
Номінальний струм вимкнення, кА	20
Струм електродинамічної стійкості,	52
Струм термічної стійкості, кА (3с)	20
Час відключення вимикача, с	0.08
Час відключення управління, с	0.055

Значення струму: встановлений та аварійний режими:

$$I_p = 115.47 \text{ А}; \quad I_{ав} = 230.94 \text{ А}.$$

Значення симетричного струму відімкнення [19]:

$$i_{ат} = \sqrt{2} \cdot I_{K1} \cdot e^{\frac{-\tau}{T_a}}, \text{ кА}, \quad (3.3)$$

де τ – час від виникнення КЗ до роз'єднання контактів, с:

$$\tau = t_{P3} + t_{с.в} = 0,01 + 0,08 = 0,09 \text{ с}, \quad (3.4)$$

де t_{P3} – номінальний струм КЗ, $t_{P3} = 0,01 \text{ с}$;

$t_{с.в}$ – час відімкнення;

T_a – постійна часу аперіодичної складової КЗ, $T_a = 0,05 \text{ с}$;

I_{K1} – значення струму КЗ в точці K_1 , $I_{K1} = 9.373 \text{ кА}$.

$$\text{Отримуємо: } i_{ат} = \sqrt{2} \cdot 9.373 \cdot e^{\frac{-0,09}{0,05}} = 11.07 \text{ кА}.$$

Значення теплового імпульсу [19]:

$$B_K \approx I_{K1}^2 \cdot (t_{P3} + T_a), \quad (3.5)$$

де t_{P3} – номінальний струм КЗ, $t_{P3} = 0,01 \text{ с}$;

Отримуємо:

$$B_K \approx 9.373^2 \cdot (0,01 + 0,05) = 5.271 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}.$$

Результати подано в таблиці 3.2.

Таблиця 3.2 – Повірка вимикача

Розрахункові параметри	Умови повірки	Каталогові дані
За напругою		
$U_{уст} = 35 \text{ кВ}$	$U_{уст} \leq U_{ном}$	$U_{ном} = 35 \text{ кВ}$
За тривалістю струму		
$I_{ав} = 230.94 \text{ А}$	$I_{ав} < I_{ном}$	$I_{ном} = 2500 \text{ А}$
За електродинамічною стійкістю		
$I_{K1} = 9.373 \text{ кА}$	$I_{K1} \leq I_{дин}$	$I_{дин} = 52 \cdot \sqrt{2} = 73,5 \text{ кА}$
$i_{yd} = 14,449 \text{ кА}$	$i_{yd} \leq i_{н.с}$	$i_{н.с} = 20 \text{ кА}$
За термічною стійкістю		
$B_K = 5.271 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_K \leq I_{мс}^2 \cdot t_{мс}$	$I_{нс} \cdot t_{нс} = 20^2 \cdot 3 = 1200 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$

Вибраний вимикач ВБЗП – 35 – 20 / 1000 задовольняє умовам.

Вибір роз'єднувачів.

Вибираємо роз'єднувач РДЗ – 35 / 630УХЛ1 з характеристиками:

Номінальна напруга, кВ	35
Номінальний струм, кА	630
Наскрізний струм, кА	25
Головні ножі - струм за термічною стійкістю, кА - час за термічною стійкістю, с	31.5 3
Ножі заземлення - струм за термічною стійкістю, кА - час за термічною стійкістю, с	31,5 1

Розрахунок роз'єднувачів проводимо аналогічно, таблиця 3.3.

Таблиця 3.3 – Повірка роз'єднувача

Розрахункові параметри	Умови повірки	Каталогові дані
За напругою		
$U_{уст} = 35 \text{ кВ}$	$U_{уст} \leq U_{ном}$	$U_{ном} = 35 \text{ кВ}$
За тривалістю струму		
$I_{ав} = 230.94 \text{ А}$	$I_{ав} \leq I_{ном}$	$I_{ном} = 630 \text{ А}$
За електродинамічною стійкістю		
$i_{уд} = 14.449 \text{ кА}$	$i_{уд} \leq i_{н.с}$	$i_{н.с} = 25 \text{ кА}$
За термічною стійкістю		
$B_K = 7.02 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_K \leq I_{мс}^2 \cdot t_{мс}$	$I_{нс} \cdot t_{нс} = 31,5^2 \cdot 3 = 992 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$

Вибраний роз'єднувач *РДЗ – 110 / 630УХЛ1* задовольняє умовам.

3.3 Вибір комплексу захисних пристроїв на стороні 10 кВ

Номінальні і робочі максимальні струми, які проходять через трансформатор на стороні *НН*, 10 кВ [22]:

$$I_{ном} = k_3^{ном} \cdot \frac{S_{ном.Т}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном.ВН}} = 0.7 \cdot \frac{10000}{\sqrt{3} \cdot 10} = 404.145 \text{ А}; \quad (3.6)$$

$$I_{ном} = k_3^{ав.пер} \cdot \frac{S_{ном.Т}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном.ВН}} = 1.4 \cdot \frac{25000}{\sqrt{3} \cdot 10} = 808.29 \text{ А}. \quad (3.7)$$

Вибір вимикачів.

У ланцюзі *НН* трансформатора приймаємо до встановлення комплектні розподільні пристрої серії *КМБ – 9К* [20], де на ввідних комірках *КРУ* вибираємо вимикачі *ВВ / TEL – 10 – 20 / 1000*. Значення теплового імпульсу згідно (3.5):

$$B_K = 5.493^2 \cdot (0.05 + 0.05) = 3.01 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}.$$

Умови повірку вимикача на ланках 10кВ зводимо в таблицю 3.4

Таблиця 3.4 – Повірка вимикачів

Розрахункові параметри	Умови перевірки	Каталогові дані
За напругою		
$U_{уст} = 10 \text{ кВ}$	$U_{уст} \leq U_{ном}$	$U_{ном} = 10 \text{ кВ}$
За тривалістю струму		
$I_{ав} = 808.29 \text{ А}$	$I_{ав} \leq I_{ном}$	$I_{ном} = 1000 \text{ А}$
За симетричним струмом відключення		
$I_{нт} = 5.493 \text{ кА}$	$I_{нт} < I_{ном}$	$I_{н.відкл.} = 20 \text{ кА}$
$i_y = 13.983 \text{ кА}$	$i_y \leq i_{дин}$	$i_{дин} = 50 \text{ кА}$
За термічною стійкістю		
$B_K = 3.01 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_K \leq I_{тер}^2 \cdot t_{тер}$	$I_{тер}^2 \cdot t_{тер} = 20^2 \cdot 0.03 = 12 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$

Вибраний вимикач $BB / TEL - 10 - 20 / 1000$ задовольняє умовам.

Секційний вимикач секцій шин 10 кВ ГПП та РП 10 кВ.

Розрахунок найбільшого робочого струму проводимо з умови, що навантаження по секціях шин 10 кВ ГПП та РП розподілене рівномірно. Тому, струми, які проходять через секційний вимикач рівні струмам через вимикач, встановлений на стороні НН.

Вибираємо секційний вимикач $BB / TEL - 10 - 20 / 1000$. Параметри секційного вимикача, окрім номінального струму, не відрізняються від параметрів вимикача, встановленого на стороні НН трансформатора ГПП. Умови, розрахункові дані та дані вимикача подані в таблиці 3.5.

Таблиця 3.5 – Повірка вимикачів

Розрахункові параметри	Умови перевірки	Каталогові дані
За напругою		
$U_{уст} = 10 \text{ кВ}$	$U_{уст} \leq U_{ном}$	$U_{ном} = 10 \text{ кВ}$
За тривалістю струму		
$I_{ав} = 808.29 \text{ А}$	$I_{ав} \leq I_{ном}$	$I_{ном} = 1000 \text{ А}$
За симетричним струмом відключення		
$I_{нт} = 5.493 \text{ кА}$	$I_{нт} < I_{ном}$	$I_{н.відкл.} = 20 \text{ кА}$
$i_y = 13.983 \text{ кА}$	$i_y \leq i_{дин}$	$i_{дин} = 50 \text{ кА}$
За термічною стійкістю		
$B_K = 3.01 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_K \leq I_{тер}^2 \cdot t_{тер}$	$I_{тер}^2 \cdot t_{тер} = 20^2 \cdot 0.03 = 12 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$

Вибраний секційний вимикач $BB/TEL - 10 - 20/1000$ задовольняє умовам.

Вимикачі та роз'єднувачі на стороні НН на ланках КЛ.

У ланках $КЛ$ приймаємо до встановлення $КРП$ серії NEX , де встановлені відкочувальні високовольтні вакуумні вимикачі типу $BB/TEL - 10 - 20/630$ та вбудовані роз'єднувачі штепсельного типу. Повірка та вибір вимикачів подано в таблицях 3.6 та 3.7.

Таблиця 3.6 – Повірка номінального струму вимикачів на відхідних лініях системи шин 10 кВ ГПП за тривалим струмом

Ділянка	$n_{\text{ц}}, \text{шт}$	$I_{p.\text{max}}, A$	$I_{\text{ном}}, A$	Умови вибору за тривалим струмом $I_{p.\text{max}} \leq I_{\text{ном}}$
ГПП – ТП1	4	52.07	630	$52.07 \leq 630$
ГПП – ТП2	2	132.63	630	$132.63 \leq 630$
ГПП – ТП3	4	68.27	630	$68.27 \leq 630$
ГПП – ТП4	2	84.12	630	$84.12 \leq 630$

Таблиця 3.7 – Повірка вимикачів на стороні НН в ланках КЛ

Розрахункові параметри	Умови повірки	Каталогові дані
За напругою		
$U_{\text{уст}} = 10\text{ кВ}$	$U_{\text{уст}} \leq U_{\text{ном}}$	$U_{\text{ном}} = 10\text{ кВ}$
За симетричним струмом відключення		
$I_{\text{нт}} = 5.387\text{ кА}$	$I_{\text{нт}} < I_{\text{ном}}$	$I_{\text{н.відкл.}} = 20\text{ кА}$
$i_{\text{у}} = 13.714\text{ кА}$	$i_{\text{у}} \leq i_{\text{дин}}$	$i_{\text{дин}} = 51\text{ кА}$
За термічною стійкістю		
$B_K = 5.387^2 \cdot (0.05 + 0.05)$ $= 2.902\text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_K \leq I_{\text{тер}}^2 \cdot t_{\text{тер}}$	$I_{\text{тер}}^2 \cdot t_{\text{тер}} = 20^2 \cdot 0.03 = 12\text{ кА}^2 \cdot \text{с}$

Вибраний вбудований вимикач $BB/TEL - 10 - 20/630$ задовольняє умовам.

Вибір вимикачів на РП 10 кВ.

Вибір вимикачів на відхідних ланках від РП – 10 кВ та секційних вимикачів РП – 10 кВ проводимо аналогічно вибору вимикачів на відхідних лініях і секційного вимикача, відповідно, на системі шин 10 кВ ГПП.

Вибираємо вакуумний вимикач ВВ / TEL – 10 – 20 / 630. Повірка подана в таблицях 3.8 та 3.9.

Таблиця 3.8 – Повірка номінального струму вимикачів на відхідних лініях системи шин 10 кВ ГПП

Ділянка	n_u , шт	$I_{p.max}$, А	$I_{ном}$, А	Умови вибору за тривалим струмом $I_{p.max} \leq I_{ном}$
РП1 – ДСП1	2	127.36	630	$127.36 \leq 630$
РП1 – ДСП2	2	127.36	630	$127.36 \leq 630$
РП2 – СД1	2	40.98	630	$40.98 \leq 630$
РП2 – СД2	2	40.98	630	$40.98 \leq 630$
РП2 – СД3	2	40.98	630	$40.98 \leq 630$
РП2 – СД4	2	40.98	630	$40.98 \leq 630$

Таблиця 3.9 – Повірка вимикачів на стороні НН в ланках КЛ

Розрахункові параметри	Умови перевірки	Каталогові дані
За напругою		
$U_{уст} = 10 \text{ кВ}$	$U_{уст} \leq U_{ном}$	$U_{ном} = 10 \text{ кВ}$
За симетричним струмом відключення		
$I_{nt} = 5.335 \text{ кА}$	$I_{nt} < I_{ном}$	$I_{н.відкл.} = 20 \text{ кА}$
$i_y = 13.580 \text{ кА}$	$i_y \leq i_{дин}$	$i_{дин} = 51 \text{ кА}$
За термічною стійкістю		
$B_K = 5.335^2 \cdot (0.05 + 0.05) = 2.84 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_K \leq I_{тер}^2 \cdot t_{тер}$	$I_{тер}^2 \cdot t_{тер} = 20^2 \cdot 0.03 = 12 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$

Вибраний вимикач ВВ / TEL – 10 – 20 / 630 задовольняє умовам.

Вибір запобіжників на стороні ВН (10 кВ) цехових трансформаторів.

На знижувальних підстанціях ланок 10 кВ встановлюють запобіжники типу ПКТ, які вибирають за: напругою, номінальним струмом, здатністю на відімкнення [22].

Виберемо запобіжник для цехового трансформатора потужністю 1000 кВА.

Номінальні і робочі максимальні струми, які проходять через трансформатор на стороні *НН*, 10 кВ [22]:

$$I_{ном} \frac{S_{ном.Т}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном.ВН}} = \frac{1000}{\sqrt{3} \cdot 10} = 57.73 \text{ А}; \quad (3.8)$$

$$I_{ном} = \frac{1.4 \cdot S_{ном.Т}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном.ВН}} = 1.4 \cdot \frac{1.4 \cdot 1000}{\sqrt{3} \cdot 10} = 80.82 \text{ А}. \quad (3.9)$$

Отже номінальний струм плавкої вставки запобіжника – 100 А. Вибераємо запобіжник *ПКТ* – 103 – 10 – 100 – 12.5 – УЗ. Повірка:

1. За напругою: $U_{уст} \leq U_{ном} = 10 \text{ кВ} = 10 \text{ кВ}$.
2. За тривалістю нагріву: $I_{р.мах} \leq I_{ном} = 80.82 \text{ А} < 100 \text{ А}$.
3. За граничним струмом відімкнення $I_{nt} \leq I_{ном} = 5.387 \text{ кА} < 12.5 \text{ кА}$.

Аналогічно вибираємо запобіжники для *ЦТ* на потужність 1600 кВА та 2500 кВА. Результати вибору подані в таблиці 3.10.

Таблиця 3.10 Повірка умов вибору запобіжників

Умови вибору	Розрахункові дані трансформаторів			Каталожні дані		
	1000 кВА	1600 кВА	2500 кВА	<i>ПКТ</i> – 103 – 10 – 100 – 12.5 – УЗ	<i>ПКТ</i> – 103 – 10 – 160 – 12.5 – УЗ	<i>ПКТ</i> – 103 – 10 – 200 – 12.5 – УЗ
$U_{уст} \leq U_{ном}$	$U_{уст} = 10 \text{ кВ}$	$U_{уст} = 10 \text{ кВ}$	$U_{уст} = 10 \text{ кВ}$	$U_{ном} = 10 \text{ кВ}$	$U_{ном} = 10 \text{ кВ}$	$U_{ном} = 10 \text{ кВ}$
$I_{р.мах} \leq I_{ном}$	$I_p = 80.82 \text{ А}$	$I_p = 129.32 \text{ А}$	$I_p = 202.07 \text{ А}$	$I_{ном} = 100 \text{ А}$	$I_{ном} = 160 \text{ А}$	$I_{ном} = 200 \text{ А}$
$I_{nt} \leq I_{ном}$	$I_{nt} = 5.387 \text{ кА}$	$I_{nt} = 5.387 \text{ кА}$	$I_{nt} = 5.387 \text{ кА}$	$I_{від.ном} = 12.5 \text{ кА}$	$I_{від.ном} = 12.5 \text{ кА}$	$I_{від.ном} = 12.5 \text{ кА}$

Вибір автоматичних вимикачів на стороні 0.4 кВ.

Вибір автоматичних вимикачів здійснюємо [22]:

- за напругою встановлення – $U_{уст} \leq U_{ном}$, кВ;
- за номінальним струмом автомата – $I_{роб} \leq I_{ном}$, А;
- за струмом відімкнення вимикача – $I_{нт} \leq I_{ном}$, кА;
- за електродинамічною дією струму КЗ – $i_y \leq i_{дин}$, кА;
- термічна стійкість до струму КЗ за тепловим імпульсом – $B_K \leq I_{тер}^2 \cdot t_{тер}$, кА²·с.

Тепловий імпульс від струму КЗ:

$$B_K = I_{нт}^2 \cdot (t_{відк} + T_a), \quad (3.10)$$

де $I_{нт}$ – початкове значення періодичної складової (розрахунковий струм КЗ);

T_a – час затухання аперіодичної складової струму КЗ [22].

Тривалість КЗ:

$$t_{відк} = t_{з.б} + t_{КЗ}, \quad (3.11)$$

де $t_{з.б}$ – загальний час відімкнення вимикача, с;

$t_{КЗ}$ – час дії релейного захисту, с; $t_{КЗ} = 0.1$ с.

Струми трансформатора при номінальному та аварійному режимах [22]:

$$I_{ном} = \frac{S_{ном.Т}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном.НН}} = \frac{1000}{\sqrt{3} \cdot 0.4} = 1443.37 \text{ А}; \quad (3.12)$$

$$I_{ном} = \frac{1.4 \cdot S_{ном.Т}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном.НН}} = 1.4 \cdot \frac{1.4 \cdot 1000}{\sqrt{30.4}} = 2020.72 \text{ А}. \quad (3.13)$$

Вибираємо автоматичний вимикач ВА50 – 47 – 2500 на номінальний струм 2500 А.

Повірка вибору автоматичних вимикачів подано в таблиці 3.11.

Таблиця 3.11 – Повірка вибору автоматичних вимикачів

Умови вибору	Розрахункові дані трансформатора 1000 кВА	Каталожні дані	Результат
<i>ВА50 – 47 – 2500 (ТП – 1; ТП – 1а ТП – 4; ТП – 6)</i>			
$U_{уст} \leq U_{ном}$	$U_{уст} = 0.4 \text{ кВ}$	$U_{ном} = 0.4 \text{ кВ}$	$0.4 \text{ кВ} = 0.4 \text{ кВ}$
$I_{p.max} \leq I_{ном}$	$I_{p.max} = 2020.72 \text{ А}$	$I_{ном} = 2500 \text{ А}$	$2020.72 \text{ А} \leq 2500 \text{ А}$
$I_{nt} \leq I_{відк.ном}$	$I_{nt} = 14.04 \text{ кА}$	$I_{відк.ном} = 65 \text{ кА}$	$7.035 \text{ кА} \leq 65 \text{ кА}$
$i_y \leq i_{дин}$	$i_y = 20.253 \text{ А}$	$i_{дин} = 65 \text{ кА}$	$11.801 \text{ А} \leq 65 \text{ А}$
$B_K \leq I_{тер}^2 \cdot t_{тер}$	$B_K \leq 14.04^2 \cdot (0.035 + 0.01) = 8.87 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$I_{тер}^2 \cdot t_{тер} = 65^2 \cdot 1 = 4225 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$8.87 \text{ кА}^2 \cdot \text{с} \leq 4225 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$
<i>ВА50 – 47 – 4000 (ТП – 2; ТП – 5)</i>			
$U_{уст} \leq U_{ном}$	$U_{уст} = 0.4 \text{ кВ}$	$U_{ном} = 0.4 \text{ кВ}$	$0.4 \text{ кВ} = 0.4 \text{ кВ}$
$I_{p.max} \leq I_{ном}$	$I_{p.max} = 3233.16 \text{ А}$	$I_{ном} = 4000 \text{ А}$	$3233.16 \text{ А} \leq 4000 \text{ А}$
$I_{nt} \leq I_{відк.ном}$	$I_{nt} = 14.04 \text{ кА}$	$I_{відк.ном} = 85 \text{ кА}$	$7.035 \text{ кА} \leq 85 \text{ кА}$
$i_y \leq i_{дин}$	$i_y = 20.253 \text{ А}$	$i_{дин} = 85 \text{ кА}$	$11.801 \text{ А} \leq 85 \text{ А}$
$B_K \leq I_{тер}^2 \cdot t_{тер}$	$B_K \leq 14.04^2 \cdot (0.035 + 0.01) = 8.87 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$I_{тер}^2 \cdot t_{тер} = 85^2 \cdot 1 = 7225 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$8.87 \text{ кА}^2 \cdot \text{с} \leq 7225 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$
<i>ВА50 – 47 – 6300 (ТП – 3)</i>			
$U_{уст} \leq U_{ном}$	$U_{уст} = 0.4 \text{ кВ}$	$U_{ном} = 0.4 \text{ кВ}$	$0.4 \text{ кВ} = 0.4 \text{ кВ}$
$I_{p.max} \leq I_{ном}$	$I_{p.max} = 5051.81 \text{ А}$	$I_{ном} = 6300 \text{ А}$	$5051.81 \text{ А} \leq 6300 \text{ А}$
$I_{nt} \leq I_{відк.ном}$	$I_{nt} = 14.04 \text{ кА}$	$I_{відк.ном} = 100 \text{ кА}$	$7.035 \text{ кА} \leq 100 \text{ кА}$
$i_y \leq i_{дин}$	$i_y = 20.253 \text{ А}$	$i_{дин} = 100 \text{ кА}$	$11.801 \text{ А} \leq 100 \text{ А}$
$B_K \leq I_{тер}^2 \cdot t_{тер}$	$B_K \leq 14.04^2 \cdot (0.035 + 0.01) = 8.87 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$I_{тер}^2 \cdot t_{тер} = 100^2 \cdot 1 = 10000 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$8.87 \text{ кА}^2 \cdot \text{с} \leq 10000 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$

Вибір обмежувачів перенапруги (ОПН).

Вибираємо ОПН для захисту силових трансформаторів на стороні 35 кВ, [22].

Вибір проводимо за напругою встановлення. Вибираємо ОПН – П1–35 / 40,5 / 10 / 400 УХЛ 1 [22].

Для захисту силових трансформаторів на стороні 10 кВ вибираємо ОПН типу ОПН – П1–10 / 12 / 10 / 1 III УХЛ 1 (Таблиця 3.12) [21].

Таблиця 3.12 – Характеристики ОПН

Параметр обмежувача	ОПН – П1 – 35 / 40,5 / 10 / 400 УХЛ 1	ОПН – П1 – 10 / 12 / 10 / 1 III УХЛ 1
Клас напруги мережі, <i>кВ</i>	35	10
Допустима напруга, <i>кВ</i>	40.5	12
Напруга обмежувача, <i>кВ</i>	51	–
Номинальний струм розряду, <i>кА</i>	10	10

3.4 Висновки до третього розділу

На основі виконаних розрахунків струмів короткого замикання для елементів системи електропостачання ливарно-механічного комбінату на напругах 35 *кВ*, 10 *кВ* та лініях до РП здійснено всебічний аналіз стійкості та працездатності мережі в аварійних режимах. Отримані значення струмів короткого замикання були порівняні з допустимими параметрами обладнання, що дало змогу оцінити рівень його відповідності вимогам безпечної та надійної експлуатації.

На підставі перевірки розрахункових параметрів виконано обґрунтований вибір силового обладнання, здатного витримувати механічні та термічні навантаження при можливих аваріях. Це забезпечує підвищення електричної міцності системи та зменшення ризику пошкоджень у разі коротких замикань.

Для підтримання стабільних режимів роботи основного та допоміжного електротехнічного обладнання, а також для підвищення рівня надійності електропостачання, на підстанції підібрано сучасні РЗА. Обрані пристрої забезпечують ефективний контроль стану мережі, оперативне виявлення та локалізацію аварійних ситуацій, що значно скорочує час простоїв і підвищує загальний рівень електробезпеки підприємства.

4 ОХОРОНА ПРАЦІ ТА БЕЗПЕКА В НАДЗВИЧАЙНИХ СИТУАЦІЯХ

4.1 Розрахунок заземлення та блискавкозахисту ГПП

Проводимо розрахунок контурного пристрою заземлення (ПЗ)

Опір одного вертикального електрода [23]:

$$r_{el} = 0.3 \cdot \rho \cdot K_{сез.г} = 0.3 \cdot 200 \cdot 1.7 = 102 \text{ Ом},$$

де ρ – питомий опір ґрунту, $\rho = 200 \text{ Ом} \cdot \text{м}$ [15];

$K_{сез.г}$ – коефіцієнт сезонності, $I_z K_{сез.г} = 1.7$.

Граничний опір суміщеного ПЗ:

$$R_{зП1} \leq 250/I_z = 250/0.45 = 555.56 \text{ Ом},$$

де I_z – ємнісний струм замикання на землю:

$$I_z = \frac{U_{ном} \cdot \ell_{пл}}{350} = \frac{35 \cdot 4.5}{350} = 0.45 \text{ А}.$$

Необхідний на НН трансформатора: $R_{зП2} = 10 \text{ Ом}$, але, враховуючи, що $\rho > 100 \text{ Ом}$, приймаємо: $R_{зП.дод.} = R_{зП2} \cdot 0.01 \cdot \rho = 10 \cdot 0.01 \cdot 200 = 20 \text{ Ом}$.

Кількість вертикальних електродів [23]:

– без екранування:

$$N'_e = r_{el} / R_{зП.дод.} = 102 / 20 = 5.1, \text{ приймаємо } 6.$$

– з врахуванням екранування:

$$N_e = N'_e / \eta_{e.г} = 6 / 0.8 = 7.5,$$

де $\eta_{e.г}$ – коефіцієнт використання електрода. Приймаємо $\eta_{e.г} = 0.8$.

План розміщення електродів подано на рисунку 4.1.

Уточнені значення опорів для вертикальних та горизонтальних електродів будуть:

$$R_e = r_{el} / (N_e \cdot \eta_{e.г}) = 102 / (8 \cdot 0.8) = 15.94 \text{ Ом};$$

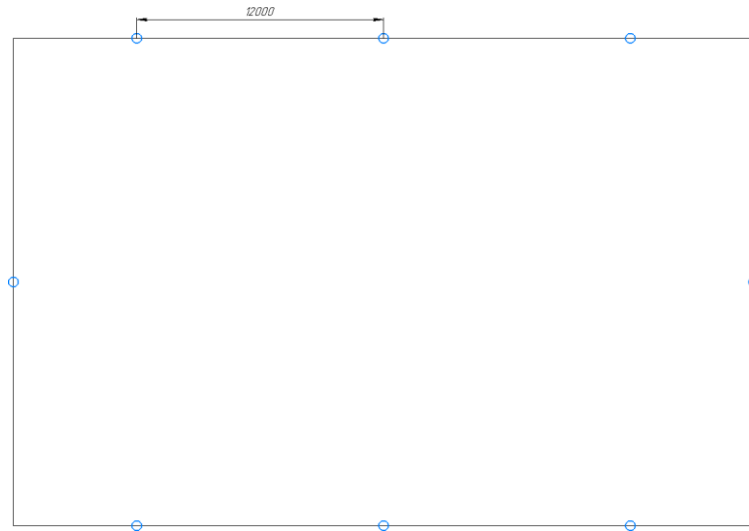


Рисунок 4.1 – Розміщення вертикальних заземлювачів.

$$R_z = \frac{0.4}{L_n \cdot \eta_{e,z}} \cdot \rho \cdot K_{сез,z} \cdot \lg \left(\frac{2 \cdot L_n^2}{b \cdot t} \right) = \frac{0.4}{128 \cdot 0.64} \cdot 200 \cdot 4 \cdot \lg \left(\frac{2 \cdot 128^2}{17.6 \cdot 10^{-3} \cdot 0.5} \right) = 25.67 \text{ Ом},$$

де L_n – довжина полоси, м ;

$\eta_{e,z}$ – коефіцієнт використання горизонтального електроду;

t – глибина закладання, м ;

b – ширина полоси, для круглого горизонтального заземлювача: $b = 1.1 \cdot d$.

Фактичний опір ПЗ становить [23]:

$$R_{зп} = \frac{R_g \cdot R_z}{R_g + R_z} = \frac{15.94 \cdot 25.67}{15.94 + 25.67} = 9.83 \text{ Ом},$$

тобто, $((10 \text{ Ом}) R_{зп, дод.} > R_{зп} (9.83))$ ЗП є ефективним і для ГПП 35/10 кВ складається з 8 вертикальних електродів, $\ell_g = 4 \text{ м}$, $d = 16 \text{ мм}$, $L_n = 128 \text{ м}$.

У відповідності до стандартів [23] на ТП відкритого типу захисту підлягають

- відкриті розподільні пристрої (ВРП), у тому числі шинні мости;
- закриті розподільчі пристрої (ЗРП);
- будівлі зберігання трансформаторної оливи.

Для захисту ВРП від прямих ударів блискавки застосовують стержневі блискавковідводи розміщені окремо, або встановлені стержневі блискавки на порталах підстанції зі своїми відокремленими заземлювачами.

Стандартною зоною захисту одиночного стержневого блискавковідводу висотою $h = 11 \text{ м}$ є круговий конус, вершина якого збігається з вертикальною віссю блискавковідводу. За стандартами ймовірність захисту таких об'єктів повинна бути ≥ 0.995 .

ВРП підстанції має наступні розміри: максимальна висота об'єкта – $h_x = 5.5 \text{ м}$ (опорний ізолятор), ширина – $b = 30 \text{ м}$; довжина – $a = 38.4 \text{ м}$; відстань між блискавковідводами – $\ell_1 = 20 \text{ м}$; $\ell_2 = 27.9 \text{ м}$.

Гранична відстань між блискавковідводами [23]:

$$L = \sqrt{\ell_1^2 + \ell_2^2} = L = \sqrt{20^2 + 27.9^2} = 34.32 \text{ м}.$$

Перевищення висоти блискавковідводів (h_a) над висотою об'єкта:

$$h_a \geq L/8 = 34.32/8 = 4.28 \text{ м}.$$

Загальна висота блискавковідводу: $h = h_a + h_x = 5.5 + 5.5 = 11 \text{ м}$.

Для багаторазових стержневих блискавковідводів зона захисту будується за допомогою попарно взятих сусідніх блискавковідводів.

Визначаємо висота вершини конуса стержневого блискавковідводу (h_0), радіуси захисту на рівні землі (r_0) та на висоті об'єкта (r_x):

$$h_0 = 0.92 \cdot h = 0.92 \cdot 11 = 10.12 \text{ м};$$

$$r_x = 1.5 \cdot (h - h_x/0.92) = 1.5 \cdot (11 - 5.5/0.92) = 8.18 \text{ м};$$

$$r_0 = 1.5 \cdot h = 1.5 \cdot 11 = 16.5 \text{ м}.$$

Висота середньої частини попарно взятих блискавковідводів:

$$h_{\min} = h_c = h_0 - 0.14 \cdot (\ell - h). \quad (4.1)$$

Звідси:

$$h_{\min 1} = 10.12 - 0.14 \cdot (27.9 - 11) = 6.9 \text{ м};$$

$$h_{\min 2} = 10.12 - 0.14 \cdot (20 - 11) = 8.86 \text{ м}.$$

Ширина середньої частини зони попарно взятих блискавковідводів на рівні землі: $r_c = r_0 = 1.5 \cdot 11 = 16.5 \text{ м}$, а на рівні висоти об'єкту захисту:

$$r_{x1} = \frac{r_0 \cdot (h_{c1} - h_x)}{h_0} = \frac{16.5 \cdot (8.86 - 5.1)}{8.86} = 7 \text{ м};$$

$$r_{x1} = \frac{r_0 \cdot (h_{c2} - h_x)}{h_0} = \frac{16.5 \cdot (6.9 - 5.1)}{6.9} = 4.3 \text{ м}.$$

Як видно з рисунків 4.2 та 4.3, об'єкт захисту потрапляє в зону блискавкозахисту, тобто, чотири блискавковідводи висотою 11 м забезпечують захист підстанції від прямих ударів.

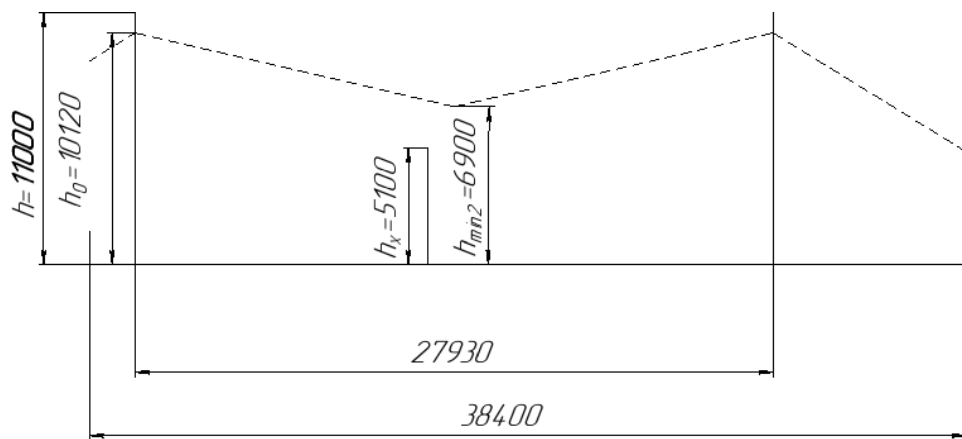


Рисунок 4.2 – Зона захисту між першим та другим блискавковідводами.

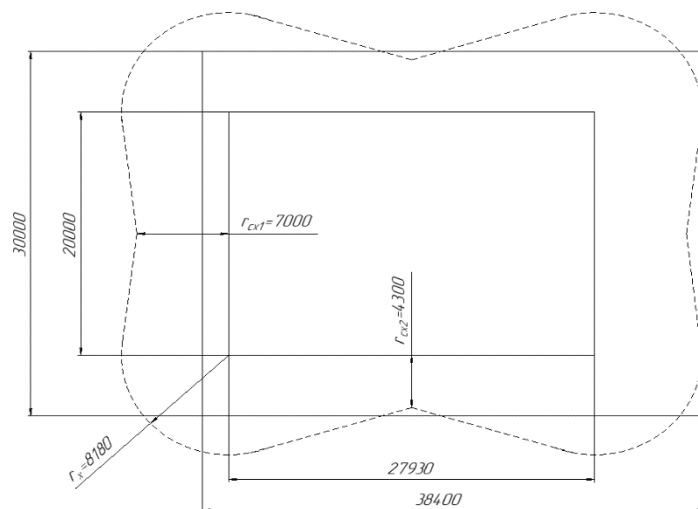


Рисунок 4.3 – Зона захисту для чотирьох стержневих блискавковідводів.

4.2 Заходи безпеки при проведенні робіт на електроустановках до 1 кВ

Під час роботи з електроустановками напругою до 1 кВ необхідно суворо дотримуватися вимог електробезпеки, спрямованих на запобігання ураженню електричним струмом. Усі заходи захисту в цьому випадку поділяють на основні та додаткові [23].

Основні ізолювальні засоби мають забезпечувати тривалий опір робочій напрузі електроустановки та дають можливість виконувати роботи на струмопровідних елементах, що перебувають під напругою. Додаткові ізолювальні засоби самотійно не гарантують достатнього рівня захисту, однак вони посилюють дію основних засобів, а також застосовуються для захисту від напруги дотику та крокової напруги [23].

До основних ізолювальних електрозахисних засобів для електроустановок напругою до 1000 В належать: усі види ізолюючих штанг; ізолюючі кліщі; покажчики напруги; електровимірювальні кліщі; діелектричні рукавички; ручний інструмент з ізоляцією.

До додаткових засобів для такого класу електроустановок відносять: діелектричні калоші; діелектричні килимки та ізолювальні підставки; ізолюючі ковпаки, покриття й накладки; приставні сходи та склопластикові ізолювальні драбини.

Під час експлуатації основних засобів достатньо застосувати один додатковий засіб захисту, за винятком спеціально передбачених ситуацій.

Ізолювальні частини електрозахисних засобів, що містять діелектричні штанги або руків'я, мають бути обладнані обмежувальним кільцем чи упором із електроізоляційного матеріалу з боку руків'я (висота обмежувача — не менше 3 мм). Під час роботи забороняється торкатися робочих поверхонь, а також ізолюючих частин, розташованих за межами обмежувального кільця або упору [23].

Ізолювальні елементи засобів захисту повинні виготовлятися з матеріалів, що не вбирають вологу та зберігають сталими свої діелектричні й механічні властивості. Їх поверхня має бути гладкою, без пошкоджень, тріщин, розшарувань чи подряпин.

Конструкція робочих частин засобів (ізолювальних штанг, кліщів, показчиків напруги тощо) повинна унеможливлювати виникнення міжфазного короткого замикання або замикання фази на землю.

4.3 Заходи щодо підвищення стійкості роботи ГПП за умов надзвичайних ситуацій

З метою підвищення надійності функціонування об'єктів підприємства передбачається комплекс організаційних та інженерно-технічних заходів. Під стійкістю роботи розуміють здатність підприємства виконувати свої виробничі функції навіть у разі впливу надзвичайних ситуацій, а також можливість оперативного відновлення діяльності після отриманих пошкоджень [24].

На рівень стійкості об'єкта впливає значна кількість чинників. Тому заходи з її підвищення на ГПП формуються як поєднання технічних рішень та організаційних дій. Організаційні заходи спрямовані на адаптацію виробничих процесів до умов воєнного часу. Інженерно-технічні дії, у свою чергу, покликані забезпечити стійкість ГПП під час експлуатації й мають проводитися заздалегідь – відповідно до типових проектів, що включають будівництво захисних споруд та кільцювання енергетичних мереж.

З урахуванням габаритів, конструктивних характеристик та технологічної специфіки різні об'єкти заводу потребують індивідуального підходу до вибору необхідних організаційних та технічних заходів [24]. Водночас існує низка спільних рішень, які формують основу забезпечення стійкості роботи.

1. Захист працівників у разі виникнення надзвичайної ситуації (НС)

Заходи, спрямовані на збереження життя та здоров'я персоналу, є ключовими для підтримання функціонування ГПП :

- оперативне інформування про можливу небезпеку;
- розміщення робочих місць у безпосередній близькості до захисних укриттів;
- забезпечення чергового персоналу індивідуальними засобами укриття;
- чітка організація евакуації та розосередження працівників відповідно до затверджених графіків.

2. Захист інженерно-технічного комплексу ГПП [24]

Стійкість технічних елементів може бути забезпечена такими засобами:

- посиленням архітектурних конструкцій за рахунок зміцнення найбільш уразливих елементів;
- захистом цінного обладнання за допомогою спеціальних захисних пристроїв;
- впровадженням заходів для убезпечення електронних систем від проникної радіації та електромагнітного імпульсу ядерного вибуху;
- спорудженням підземних комплексів і перенесенням частини устаткування під землю, а також створенням резервних приміщень та пристроїв;
- можливістю подачі резервних потужностей до ключових елементів ГПП.

3. Підвищення стійкості систем управління та зв'язку [24]

Доцільними є такі рішення:

- запровадження захищених каналів зв'язку з можливістю дублювання;
- заміна повітряних ліній зв'язку підземними кабелями;
- визначення завдань і повноважень підрозділів та посадових осіб у сфері захисту під час *НС*;
- розроблення спеціальних режимів роботи ГПП за кризових умов і застосування сучасних систем управління та зв'язку.

Особливу увагу слід приділити запобіганню вторинним факторам ураження – пожежам і вибухам [24].

Для підвищення стійкості електропостачання необхідно впровадити резервні лінії живлення із дублюванням джерел електроенергії, розміщених у захищених спорудах. Забезпечення надійної роботи електросистем включає:

- перехід від односторонньої схеми живлення до двосторонньої або кільцевої;
- використання резервних та мобільних джерел енергії для живлення релейного захисту і вимірювальної апаратури;
- захист *ГПП* від стихійних явищ (землетрусів, повеней) та заміна повітряних ліній підземними кабельними трасами.

4. Підвищення стійкості матеріально-технічного забезпечення

- створення розподілених запасів сировини та матеріалів;
- забезпечення альтернативних транспортних маршрутів для підвозу комплектуючих і запчастин.

5. Протипожежний захист

- дотримання нормативних вимог щодо планування території та забудови, зокрема організація достатніх за шириною магістралей;
- застосування вогнестійких матеріалів у конструкціях;
- розміщення складів горючих та вибухонебезпечних матеріалів на безпечній відстані від *ГПП*;
- створення надійної системи охорони.

6. Організація рятувальних та аварійно-відбудовних робіт

- попереднє формування схем відновлення роботи *ГПП*, що дозволять у найкоротший час відновити наскрізний рух поїздів;
- створення умов для роботи формувань з *НС*;
- забезпечення запасів технічних засобів, конструкцій та обладнання, необхідних для оперативного відновлення.

Реалізація наведених заходів забезпечить підвищення стійкості трансформаторних підстанцій заводу з виробництва нафтогазового обладнання в умовах можливих надзвичайних ситуацій.

ЗАГАЛЬНІ ВИСНОВКИ

1. Проведений аналіз причин відмов електрообладнання розподільчих мереж підтвердив, що рівень надійності електропостачання та можливості його підвищення визначаються фактичними електричними навантаженнями та схемою побудови мережі 10 кВ. Це дає змогу скоротити втрати електроенергії та забезпечити стабільність напруги у різних режимах роботи системи.

2. Для визначення оптимального захисного обладнання на ділянках 35 кВ і 10 кВ та гарантування безперебійного живлення комбінату були виконані розрахунки повної потужності по відділеннях з урахуванням високовольтного навантаження та потреб освітлення.

3. На основі розрахованих навантажень для всіх відділень побудовано картограму навантаження та визначено центр їх концентрації. Місце розташування ГПП вибрано максимально близько до цього центра, що сприяє зменшенню втрат та оптимізації роботи системи.

4. Встановлено необхідну кількість і номінали цехових трансформаторів, після чого здійснено їх розподіл між відділеннями відповідно до вимог щодо категорії надійності. Живлення цехових трансформаторів відбувається по кабельних лініях 10 кВ марки АПвП.

5. Живлення комплексу здійснюється від енергосистеми через повітряну ЛЕП 35 кВ, виконану проводом АС – 120. На ГПП, для забезпечення надійного електропостачання споживачів першої та другої категорій, передбачено встановлення двох трансформаторів ТДНС – 10000 / 35 / 10. Їхнє фактичне завантаження дещо нижче нормативного, однак у разі розширення виробництва вони здатні сприймати додаткове навантаження без ризику перевантаження.

6. Підбір трансформаторів проводився з урахуванням необхідності компенсації реактивної потужності на підприємстві шляхом встановлення конденсаторних батарей.

7. На основі розрахунків струмів короткого замикання виконано перевірку відповідності отриманих значень нормативним обмеженням для ділянок 35 кВ і 10 кВ та ліній, що живлять РП, а також здійснено вибір відповідного електрообладнання.

8. Для контролю режимів роботи основного та допоміжного обладнання, а також забезпечення надійного релейного захисту на підстанції було обрано відповідні пристрої РЗА для ділянок 35 кВ і 10 кВ.

ПЕРЕЛІК ПОСИЛАНЬ

1. Журахівський А.В. Надійність електроенергетичних систем і електричних мереж: підручник / А. В. Журахівський, С. В. Казанський, Ю. П. Матеєнко, 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. 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.
4. Костерев М. В. Оцінка ймовірності відмови електрообладнання при керуванні режимами електричної системи енергосистем / М. В. Костерев, Є. І. Бардик, В. В. Літвінов // Наук. пр. Донец. нац. техн. ун-ту. Сер.: «Електротехніка і енергетика». – Вип. 11 (186). – Донецьк, 2011. – С. 199–204.
5. Інтелектуальні електричні мережі: елементи та режими. Під заг. Ред. Акад. НАН України Кириленко О.В.. К.: Ін-т електродинаміки НАН України. – 2016. – 400 с.
6. Lin Xu, Yufei Teng, Gang Chen, Chang Liu and Hua Yang Power Supply Reliability Assessment of Distribution Network Considering by Operation, Maintenance and Repair. IOP Conf. Series: Earth and Environmental Science 440 (2020) 032014. Режим доступу: doi:10.1088/1755-1315/440/3/032014.
7. Доморошин С. В. Удосконалення методів прогнозування ризиків порушення роботи розподільчих пристроїв високої напруги: дис. канд. техн. наук : 141 / Доморошин Сергій Вікторович – Запоріжжя, 2021. – 247 с.
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. 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.

10. Костерев М. В. Оцінка ймовірності відмови електрообладнання при керуванні режимами електричної системи енергосистем / М. В. Костерев, Є. І. Бардик, В. В. Літвінов // Наук. пр. Донец. нац. техн. ун-ту. Сер.: «Електротехніка і енергетика». – Вип. 11 (186). – Донецьк, 2011. – С. 199–204.

11. Праховник А. В. Концептуальні положення побудови АСКОЕ в умовах запровадження перспективних моделей енергоринку України / А. В. Праховник, О. В. Коцар // Енергетика та електрифікація. –2009. – № 2.–С. 45–50.

12. Методика визначення економічно доцільних обсягів компенсації реактивної енергії, яка перетікає між електричними мережами електропередавальної організації та споживача (основного споживача та субспоживача): СОУ-Н МПЕ 40.1.20.510.:2006. – К.:ОГП «ГРІФРЕ», 2006. –70 с.

13. Billinton R., «Historic Performance-Based Distribution System Risk Assessment», IEEE Transactions on Power Systems, vol. 19, pp. 1759–1765, October 2004.

14. Janjic A. D. and Popovic D. S., «Selective Maintenance Schedule of Distribution Network Based on Risk Management Approach», IEEE Transactions on Power Systems, vol. 22, pp. 597–604, May 2007.

15. Wallnerström C. J. On Risk Management of Electrical Distribution Systems and the Impact of Regulation. Licentiate Thesis in Electrical Systems. Royal Institute of Technology, Stockholm, TRITA-EE 2008:023, ISSN 1653-5146, ISBN 978-91-7178-954-9, EE, KTH, Sweden. 2008.

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

17. Терешкевич Л.Б. Освітлення промислових споруд та житлових будинків: навчальний посібник [Електронний ресурс] / Л. Б. Терешкевич, О. В. Бабенко. – Вінниця : ВНТУ, 2022. – 123 с.

18. БУНЯК, О., СТАСІВ, А., ОРОБЧУК, Б., & СУДОМИР, В. (2025). РОЗРОБКА ПРОГРАМНОГО МОДУЛЯ ДЛЯ РОЗРАХУНКУ ПОРІВНЯЛЬНИХ ХАРАКТЕРИСТИК ТРАНСФОРМАТОРІВ З ВРАХУВАННЯМ УМОВИ ЕКОНОМІЧНОСТІ. Herald of Khmelnytskyi National University. Technical Sciences, 357(5.2), 115-122. <https://doi.org/10.31891/2307-5732-2025-357-73>.

19. Мусійчук Ю.Ю. Підвищення ефективності використання конденсаторних установок на Ярмолинецькому ХПІ ТОВ «Хмельницькхлібо продукт» [Електронний ресурс]:// Звіт з науково-дослідної роботи. Режим доступу:

<http://inmad.vntu.edu.ua/portal/static/07AFB7A9-4011-4DBB-87DE4BE2A55BB305.pdf>.

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

21. 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.

22. Релейний захист та автоматизація енергосистем. Практикум [Текст]: навч. посібник для студ. електротехнічних спец. вищ. навч. закладів України / О. В. Мейта, М. П. Осадчук. – К.: КПІ ім. Ігоря Сікорського. – 2022. – 81 с.

23. 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.

24. Техноекологія та цивільна безпека. Частина «Цивільна безпека». Навчальний посібник [Електронний ресурс] / В.С. Стручок, – Тернопіль: ТНТУ ім. І. Пулюя, 2022.–150 с. Режим доступу: <http://elartu.tntu.edu.ua/handle/lib/39424>.

25. Коваль В.П., Тарасенко М.Г., Буняк О.А., Мовчан Л.Т. Методичні вказівки до виконання кваліфікаційної роботи магістра для здобувачів другого рівня вищої освіти за ОПП Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка/ В.П. Коваль, М.Г. Тарасенко, О.А. Буняк, Л.Т. Мовчан – Тернопіль: ТНТУ, 2024. – 51 с. <http://elartu.tntu.edu.ua/handle/lib/45301>.

26. Скочиляс О.І., Буняк О.А. Аналіз функціонування захистів асинхронних двигунів // О. Скочиляс, О. Буняк / Міжнародній науково-технічній конференції „Фундаментальні та прикладні проблеми сучасних технологій“, присвячена 180-річчю з дня народження Івана Пулюя та 65-річчю з дня заснування Тернопільського національного технічного університету імені Івана Пулюя (28-29 травня 2025 року), Тернопіль: ТНТУ імені І. Пулюя. – 2025. – 59 с. <http://elartu.tntu.edu.ua/handle/lib/48890>.

27. Миколишин, В. ., Стасів, А. ., Сисак, І. ., Бабюк, С. ., & Буняк , О. . (2025). Аналіз проблем при забезпеченні функціонування електричних мереж після аварій чи планового відключення. Collection of Scientific Papers «ΛΟΓΟΣ», (October 10, 2025; Oxford, UK), 119–124. <https://doi.org/10.36074/logos-10.10.2025.023>.

28. Development of an educational laboratory stand at the base fast-acting automatic reserve input / Bogdan Orobchuk, Serhii Babiuk, Oleh Buniak, Ivan Sysak, Liubov Kostyk, Myroslav Nakonechniy, Yaroslav Filiuk // Scientific Journal of TNTU. – Tern.: TNTU, 2023. – Vol 112. – No 4. – P. 12–25. <http://elartu.tntu.edu.ua/handle/lib/43665>.