

**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)  
**електричної інженерії**  
(повна назва кафедри)

## КВАЛІФІКАЦІЙНА РОБОТА

на здобуття освітнього ступеня

**бакалавр**

на тему: Система електропостачання інструментального заводу

Виконав: студент (ка) 4 курсу, групи ЕТс-41

спеціальності 141–

електроенергетика, електротехніка та електромеханіка

(шифр і назва спеціальності)

Тішин В.В.

(підпис)

(прізвище та ініціали)

Керівник

Костик Л.М.

(підпис)

(прізвище та ініціали)

Нормоконтроль

Мовчан Л.Т.

(підпис)

(прізвище та ініціали)

Завідувач кафедри

Коваль В.П.

(підпис)

(прізвище та ініціали)

Рецензент

(підпис)

(прізвище та ініціали)

Тернопіль, 2026

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

\_\_\_\_\_  
 (підпис) Коваль В.П.  
 (прізвище та ініціали)  
 “ 05 ” січня 2026 р.

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

на здобуття освітнього ступеня бакалавр  
 (назва освітнього ступеня)  
 за спеціальністю 141 – електроенергетика, електротехніка та електромеханіка  
 (шифр і назва спеціальності)  
 студенту Тішину Владиславу Віталійовичу  
 (прізвище, ім'я, по батькові)

1. Тема роботи Система електропостачання інструментального заводу

Керівник роботи Костик Любов Миколаївна, к.т.н., доцент  
 (прізвище, ім'я, по батькові, науковий ступінь, вчене звання)

Затверджені наказом ректора від “31” грудня 2025 р. № 4/7-1164

2. Термін подання студентом завершеної роботи 10 червня 2026 року

3. Вихідні дані до роботи Однолінійна схема електропостачання підприємства. Категорії надійності відділень підприємства. Технологічна схема виробництва та графік споживання електричної енергії підприємства.

4. Зміст роботи (перелік питань, які потрібно розробити)  
Вступ. 1. Аналітичний розділ. 2. Розрахунковий розділ. 3. Проектно-конструкторський розділ. 4. Безпека життєдіяльності, основи охорони праці. Загальні висновки. Перелік посилань.

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

Технічні заходи забезпечення надійності електропостачання підприємства. Результати технологічних розрахунків. Картограма електричних навантажень. Результати розрахунків струмів короткого замикання. Результати розрахунків захисного та комутаційного обладнання на ланках 110 кВ та 10 кВ. Однолінійна схема електропостачання підприємства.

## 6. Консультанти розділів роботи

Розділ	Прізвище, ініціали та посада консультанта	Підпис, дата	
		завдання видав	завдання прийняв
Безпека життєдіяльності, охорона праці	Гурик О.Я., к.т.н., доцент		

7. Дата видачі завдання 06 січня 2026 року

## КАЛЕНДАРНИЙ ПЛАН

№ з/п	Назва етапів роботи	Термін виконання етапів роботи	Примітка
1	Аналітичний розділ	15.04.26 - 15.05.26	
2	Розрахунковий розділ	01.05.26 - 15.05.26	
3	Проектно-конструкторський розділ	10.05.26 - 01.06.26	
4	Заходи з безпеки життєдіяльності та основи охорони праці	15.05.26 - 01.06.26	
5	Формування пояснювальної записки та плакатів по кваліфікаційній роботі	15.05.26 - 10.06.26	
6	Попередній захист кваліфікаційної роботи	11.06.26 - 15.06.26	

Студент

\_\_\_\_\_  
(підпис)

Тішин В.В.

\_\_\_\_\_  
(прізвище та ініціали)

Керівник роботи

\_\_\_\_\_  
(підпис)

Костик Л.М.

\_\_\_\_\_  
(прізвище та ініціали)

## РЕФЕРАТ

**Кваліфікаційна робота.** Тернопільський національний технічний університет імені Івана Пулюя. Факультет прикладних інформаційних технологій та електроінженерії. Кафедра електричної інженерії, група ЕТс-41. – Тернопіль.: ТНТУ, 2026.

У кваліфікаційній роботі запропоновано оптимальна система електропостачання підприємства, яка дозволяє забезпечити необхідну надійність.

Проведений аналіз технічних заходів, спрямованих на зміцнення енергетичної безпеки підприємства.

Обґрунтовано раціональне місце розташування головної понижувальної підстанції та цехових трансформаторів.

Розраховані та обрані параметри конденсаторних батарей для зниження втрати енергії.

Проведений комплексний розрахунок струмів короткого замикання та виконано перевірку кабельних ліній на термічну та електродинамічну стійкість.

Проведений вибір захисного й комутаційного обладнання та вимірювальних трансформаторів струму та напруги.

**Ключові слова:** надійність, електропостачання, трансформатор, головна понижувальна підстанція.

## ЗМІСТ

<b>ВСТУП</b> .....	5
<b>1 АНАЛІТИЧНИЙ РОЗДІЛ</b> .....	7
1.1 Технічні заходи забезпечення надійності електропостачання підприємства .....	7
1.2 Аналіз системи електропостачання заводу .....	12
1.3 Висновки до першого розділу .....	13
<b>2 РОЗРАХУНКОВИЙ РОЗДІЛ</b> .....	15
2.1 Розрахунок електричних навантажень .....	15
2.2 Визначення місцезнаходження ГПП .....	19
2.3 Вибір трансформаторів ГПП .....	21
2.4 Вибір цехових трансформаторів з врахуванням втрат .....	23
2.5 Перевірка перерізу лінії до ГПП .....	26
2.6 Вибір кабелів ланок 10 кВ .....	28
2.7 Висновки до другого розділу.....	29
<b>3 ПРОЕКТНО-КОНСТРУКТОРСЬКИЙ РОЗДІЛ</b> .....	31
3.1 Розрахунок струмів короткого замикання .....	31
3.2 Вибір та перевірка комутаційного та захисного обладнання .....	34
3.2.1 Вибір комутаційного обладнання .....	34
3.2.2 Вибір трансформатора струму .....	37
3.2.3 Вибір трансформатора напруги .....	40
3.2.4 Вибір ізоляторів .....	41
3.2.5 Вибір трансформаторів власних потреб .....	42
3.3 Висновки до третього розділу .....	42
<b>4 БЕЗПЕКА ЖИТТЄДІЯЛЬНОСТІ, ОСНОВИ ОХОРОНИ ПРАЦІ</b> .....	44
4.1 Аналіз небезпек та шкідливих чинників на електроустановках .....	44
4.2 Заходи з охорони праці від ураження електричним струмом на підстанції.	46
4.3 Порядок організації оперативної роботи та забезпечення безпеки персоналу на підстанціях .....	48
<b>ЗАГАЛЬНІ ВИСНОВКИ</b> .....	51
<b>ПЕРЕЛІК ПОСИЛАНЬ</b> .....	53
<b>ДОДАТКИ</b> .....	55

## ВСТУП

**Актуальність теми.** Питання гарантування надійної роботи є пріоритетним напрямком при використанні технічних об'єктів будь-якого призначення. Особливого значення цей аспект набуває для багаторівневих за напругою систем, до яких належать промислові мережі [1].

Процес підтримання стабільності функціонування енергосистем охоплює сукупність технічних та організаційних кроків, головна мета яких полягає в мінімізації економічних втрат, спричинених перебоями в електропостачанні підприємства. Основними етапами цього процесу є [1]: пошук найефективнішої структури мереж (як нових, так і тих, що модернізуються) з огляду на вимоги до надійності та дотримання встановлених регламентів експлуатації для кінцевих споживачів.

Варто також зауважити, що в умовах сучасної економіки, безперервність живлення є основою енергобезпеки виробничих підприємств. З огляду на це, актуальним завданням є проектування раціональних схем електромереж та впровадження систем релейного захисту на основі аналізу розрахункових навантажень виробничих ділянок.

**Мета і завдання дослідження.** Метою кваліфікаційної роботи є прийняття технічних рішень щодо забезпечення надійності системи розподілення потужності інструментального заводу.

Відповідно до вказаної мети необхідно розв'язати наступні завдання:

- провести аналіз технічних заходів забезпечення надійності електропостачання підприємства;
- провести розрахунок енергоспоживання підприємства, враховуючи особливості роботи основних цехів та витрати на внутрішнє й зовнішнє освітлення;
- обґрунтувати конфігурацію головної понижувальної підстанції з урахуванням потенційного розширення виробничих потужностей;
- розрахувати оптимальну кількість та параметри потужності цехових ТП,

виходячи з критеріїв мінімізації втрат;

– запропонувати варіанти компенсації реактивної складової потужності та визначити необхідні параметри конденсаторних установок;

– виконати вибір комутаційного та захисного обладнання на основі розрахованих значень струмів короткого замикання.

**Об’єкт дослідження** – процеси розподілення електричної енергії.

**Предмет дослідження** – забезпечення надійності в системах розподілення потужності на промисловому підприємстві.

**Практичне значення отриманих результатів.** Прийняті технічні заходи щодо підвищення надійності дозволяють знизити експлуатаційні складові втрат.

**Структура роботи.** Робота складається зі вступу, 4 розділів, висновків, переліку посилань 20 найменування).

Загальний обсяг текстової частини – 53 сторінки, 16 таблиць, 4 рисунки, 13 додатків.

# 1 АНАЛІТИЧНИЙ РОЗДІЛ

## 1.1 Технічні заходи забезпечення надійності електропостачання підприємства

Досвід експлуатації свідчить, що ключовими детермінантами стабільності сучасних комплексів електропостачання є споживачі першої та другої категорій, які формують базовий рівень вимог до гарантованого живлення [2, 3].

Масове впровадження мікропроцесорної техніки та цифрових систем управління в індустріальному секторі призвело до зниження загальної стійкості енергосистем. Це зумовлено високою чутливістю такого обладнання до стабільності напруги та критичністю до будь-яких пауз у подачі енергії [2, 5].

Заходи з оптимізації надійності прийнято класифікувати на дві основні категорії: технологічні (технічні) та структурно-адміністративні (організаційно-технічні) [6].

Технічна стратегія підвищення безперебійності передбачає наступні кроки:

- інтенсивний перехід на кабельні лінії, що дозволяє суттєво (у декілька разів) скоротити частоту аварійних інцидентів порівняно з повітряними мережами;
- мінімізація зони покриття електромереж;
- зміцнення конструктивних елементів (опорних споруд, ізоляційних вузлів, агрегатів *ПС*);
- впровадження на двох трансформаторних вузлах достатньої кількості елементів для локального резервування;
- комплексна автоматизація мережевих ділянок усіх класів напруги (використання систем телеметрії, реклоузерів, тощо).

До переліку організаційно-технічних заходів належать:

- удосконалення графіків регламентних робіт, капітальних ремонтів та тестувань;
- суворий контроль за кваліфікаційним рівнем технічного штату;
- оперативність у виявленні локацій пошкоджень та їх ліквідації;
- створення резервного фонду обладнання на випадок системних аварій.

У контексті інструментального заводу пріоритетним завданням є стабілізація живлення об'єктів I категорії, зокрема компресорних станцій. Для таких споживачів раптове відключення є неприпустимим через загрозу виходу з ладу коштовних агрегатів, виникнення техногенних ризиків або створення небезпеки для персоналу. Високий рівень надійності тут забезпечується через використання двох незалежних джерел живлення з можливістю залучення додаткового резерву [2].

Архітектура енергозабезпечення підприємства базується на структурі, наведеній на рис. 1.1. Загальнодержавна мережа виступає джерелом генерації, після чого енергія транспортується до III об'єкта з можливістю розподілення (трансформація на три обмоткових трансформаторах). Внутрішні мережі здійснюють електропостачання електричне обладнання в цехах через трансформаторні підстанції.

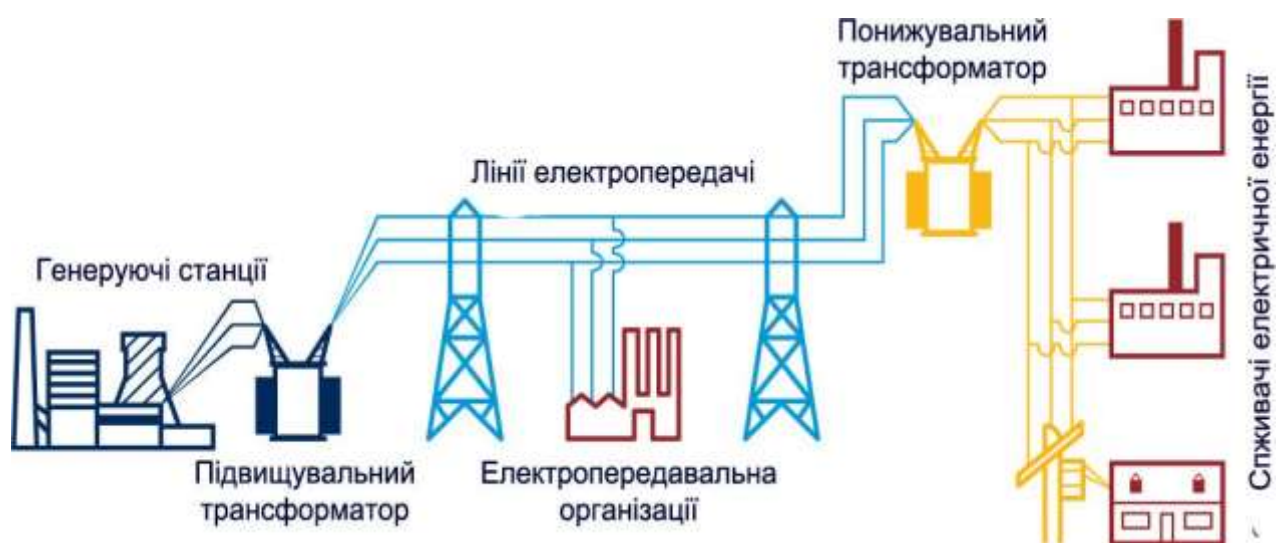


Рисунок 1.1 – Архітектура енергозабезпечення підприємства.

В загальному, генерування створює ресурс, магістральні мережі – розподіляють та передають енергію, а розподільні вузли – забезпечують живлення кінцевих точок.

Оскільки саме на обладнання системи розподілення електроенергії припадає найбільша кількість відмов, основні зусилля з модернізації мають бути сконцентровані на внутрішніх мережах заводу. Негативними факторами тут виступають зростаючі навантаження та присутність нелінійного електронного обладнання, що погіршує якість електроенергії [7].

Трансформація економічної моделі, де енергопостачальники стали автономними суб'єктами, змінила парадигму відповідальності за стабільність мереж/ У сучасних ринкових реаліях енергосистеми мають адаптуватися до запитів споживачів щодо конкретних параметрів якості та надійності [8].

До фундаментальних методів зміцнення мережевої інфраструктури відносять забезпечення фізичної та електричної витривалості компонентів відповідно до реальних умов експлуатації, гнучкість схемних рішень, використання сучасних засобів захисту від перевантажень та інтелектуальних систем локалізації аварій [8]

Підтримка стабільності в процесі роботи реалізується через моніторинг, превентивну діагностику та оновлення апаратної бази. Впровадження систем дистанційного керування та інтелектуального обліку ("*Smart Grid*") дозволяє контролювати потоки енергії в реальному часі, що робить експлуатацію безпечнішою та економічно вигіднішою.

Для комплексного аналізу надійності зазвичай використовують поєднання теоретичних розрахунків та результатів практичного аудиту систем. Статистично (рис. 1.2) найбільш вразливими є *ЛЕП*, на які припадає до 80% усіх інцидентів. У повітряних лініях це спричинено природними факторами (грози, вітер, обледеніння), тоді як у кабельних — механічними пошкодженнями при проведенні робіт або природним старінням матеріалів.

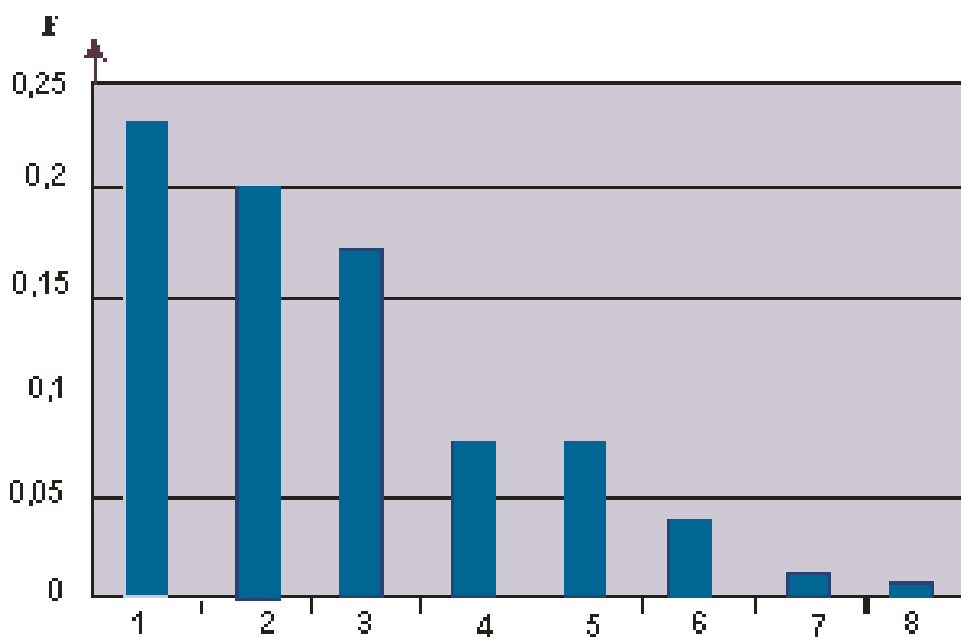


Рисунок 1.2 – Питома частота відмов обладнання підстанції:

1 – вимикачі повітряні; 2 – силові трансформатори; 3 – роз'єднувачі;  
 4 – оливні вимикачі; 5 – трансформатори струму; 6 – збірні шини;  
 7 – трансформатори напруги; 8 – розрядники.

Типові причини виходу з ладу обладнання на підстанціях включають знос комутаційних апаратів, дефекти приводів вимикачів та помилки персоналу. Для трансформаторів найбільш критичними є деградація внутрішньої ізоляції та зовнішні чинники впливу.

З іншої сторони, після початку експлуатації на електрообладнання безперервно впливає комплекс деструктивних чинників. Серед них – варіативність робочих режимів, коливання рівнів напруги, дефіцит або надлишок потужності, а також кліматичні умови. У сукупності ці фактори призводять до поступової деградації технічних характеристик об'єктів.

Найбільш вразливими в цьому контексті є елементи мереж напругою 10–220 кВ, зокрема [8]: повітряні та кабельні ЛЕП; силові трансформатори головних знижувальних підстанцій; апаратура РП.

Ключовими вузлами в структурі високовольтних мереж виступають відкриті розподільчі пристрої (ВРП), що забезпечують розподіл енергопотоків.

До базового складу *ВРП* високої напруги належить система здійснення вимірювання (трансформатори струму та напруги), комутаційне обладнання (вимикачі, роз'єднувачі), системи шин і проводів, а також засоби захисту від імпульсних перенапруг (*ОПН*), розрядники та контури заземлення.

Згідно з чинними нормативами, електрообладнання відповідних класів напруги має безперебійно функціонувати в штатному та аварійному режимах, витримуючи короточасні перенапруги та регламентовані перевантаження. Система планово-запобіжних ремонтів (*ПЗР*) є основним інструментом підтримання працездатності комутаційної техніки, запобігаючи прискореному зносу механізмів та раптовим виходам з ладу. Водночас обов'язковою умовою є періодичне виведення обладнання з роботи для проведення комплексної діагностики, інструментальних вимірювань та подальшої експертної оцінки його стану.

Дослідження конфігурації енергосистеми промислових об'єктів великої потужності підтвердило доцільність впровадження двох *ТП*, що зумовлено вимогами до безперебійності живлення окремих цехів. Задля дотримання стандартів надійності передбачено впровадження систем автоматичного введення резерву (*АВР*). Традиційні алгоритми роботи таких вузлів передбачають послідовне виконання операцій: спершу відключається основне джерело, і лише після цього активується резервне, що створює помітну часову затримку [8]. Альтернативним рішенням є використання сучасних швидкодіючих комплексів (*ШАВР*) [9]. Їхня перевага полягає у синхронізації сигналів на комутаційні апарати, що суттєво мінімізує паузу в електроживленні. Такий підхід не лише стабілізує роботу при короточасних відключеннях, а й нівелює критичні сплески струму в електродвигунах. Водночас експлуатація *ШАВР* вимагає прецизійного налаштування логічних зв'язків із системою релейного захисту.

Під час оцінювання надійності енергозабезпечення потужних підприємств увага приділяється підбору високовольтного обладнання, оскільки саме

розподільні пристрої є основним джерелом ризиків. Стабільність енергосистеми (як динамічна, так і статична) безпосередньо корелює із залишковим ресурсом обладнання, встановленого в *РП* [9].

Аналіз розглянутих джерел [2, 5] свідчить, що більшість наукових праць фокусується на оцінці ймовірності відмов основних ланок мережі: силових трансформаторів, тягових підстанцій, великих електричних машин та комутаційних вузлів. Питання зниження експлуатаційної надійності вимірювальних трансформаторів та пристроїв захисту від перенапруг досліджуються дещо рідше, проте також залишаються актуальними для забезпечення загальної живучості системи.

## 1.2 Аналіз системи електропостачання заводу

Енергетичне господарство інструментального заводу спроектоване для прийому ресурсу з високовольтних мереж та його подальшої трансформації: первинно трансформація виконана через три обмотковий трансформатор  $110/35/10$  кВ, де до *ГПП* заводу більш економічно доцільно є передача потужності повітряною лінією (*ПЛ*) на напрузі  $35$  кВ. Ключовою ланкою заводу є *ГПП*, де встановлено два силові трансформатори  $35/10$  кВ, які доповнюється мережею *ТП* та розподільчих пунктів напругою до  $10$  кВ.

Склад *ГПП* включає *ВРП*, силові агрегати, закритий вузол низької напруги (*ЗРУ*), а також системи компенсації та пункт управління. Схема *ГПП* реалізована за блочним принципом з неавтоматичною перемичкою.

Розподіл потужності здійснюється через кабельні лінії. Секціоновані розподільчі пункти оснащені автоматичними вимикачами на всіх лініях. Цехові *ТП* мають двох трансформаторну структуру та розміщені безпосередньо в місцях концентрації навантажень.

Відповідно до нормативних вимог [3], дане виробництво ідентифікується як об'єкт I та, в більшості, II категорії, оскільки технологічний цикл не дозволяє чітко розмежувати споживачів за важливістю. Резервування живлення забезпечується двома вводами, а перемикання у разі аварії відбувається автоматично (через *ABP*).

Внутрішня мережа працює на напрузі  $10\text{ кВ}$ , використовуючи комбінацію радіальних та магістральних схем. Відомості щодо електричних навантажень та розподілу споживачів за цехами із зазначенням категорійності наведено у Додатках А та Б.

### 1.3 Висновки до першого розділу

Детальне вивчення первинних відомостей, інформаційних баз та виробничого циклу інструментального заводу, з урахуванням вимог до безперебійної роботи, зумовило вибір наступного методичного апарату:

- метод коефіцієнта використання активних навантажень – для обчислення параметрів електроспоживання окремих цехів та об'єкта загалом;

- метод питомої потужності – з метою визначення характеристик освітлювальної мережі;

- метод картограми та центру електричних навантажень – для обґрунтування найбільш кращого розташування головної понижувальної підстанції (ГПП).

Система внутрішнього розподілу енергії напругою  $10\text{ кВ}$  реалізована за змішаною схемою. Таке рішення дозволяє досягти суттєвої економії обладнання та ресурсів на етапі будівництва, а в процесі подальшого використання – мінімізувати амортизаційні відрахування та поточні операційні витрати. Враховуючи ці переваги, застосування змішаної конфігурації є пріоритетним підходом при проектуванні промислових мереж.

Технічне оснащення *ГПП* базується на сукупності струмопровідних вузлів, об'єднаних відповідно до діючих стандартів та вимог [2]. Коректне

проектування схемних рішень гарантує стабільне функціонування трансформаторних підстанцій 10/0,4 кВ протягом усього життєвого циклу при дотриманні економічної ефективності.

Додатково впровадження раціональної моделі компенсації реактивної потужності сприяє підвищенню ресурсу електрообладнання. Водночас аналіз параметрів струмів короткого замикання дозволив точно визначити необхідний переріз кабельних ліній та підібрати адекватні засоби релейного захисту й автоматики для всіх рівнів напруги.

## 2 РОЗРАХУНКОВИЙ РОЗДІЛ

### 2.1 Розрахунок електричних навантажень

Для виконання комплексної перевірки надійності системи електропостачання інструментального заводу необхідно на основі точного розрахунку навантажень здійснити вибір потужності на трансформаторах ГПП та цехових ТП для забезпечення мінімальних експлуатаційні витрати при гарантованій надійності, мінімізувати витрати кабельної продукції на основі визначення центру навантажень і здійснити: перевірку струмопровідних елементів за нагрівом; вибір компенсуючих та пристроїв захисту.

На основі даних щодо обладнання цехів заводу та їх навантаження, з врахуванням визначених втрат потужності на лініях та трансформаторах ГПП, визначаємо розрахункові навантаження за встановленою потужністю та коефіцієнтом використання.

Розрахункове навантаження для споживачів із наближеним режимом роботи [10]:

– активне навантаження:

$$P_p = K_{\epsilon} \cdot P_n, \quad (2.1)$$

де  $P_n$  – номінальна потужність споживачів цеху,  $кВт$ ;

$K_{\epsilon}$  – коефіцієнт використання;

– реактивне навантаження:

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

де  $\operatorname{tg} \varphi$  – коефіцієнт реактивної потужності (у відповідності до параметру  $\cos \varphi$ ).

Для термічного відділення № 1 заводу в відповідності до 2.1 та 2.2, як приклад, отримуємо:

$$P_p = K_B \cdot P_H = 0,8 \cdot 900 = 720 \text{ кВт};$$

$$Q_p = P_p \cdot \operatorname{tg} \varphi = 720 \cdot 1,333 = 960 \text{ кВАр}$$

Навантаження електричного освітлення визначаємо з виразу [11]:

$$P_{p.o} = K_{e.o} \cdot P_{n.o}, \quad (2.3)$$

де  $K_{e.o}$  – коефіцієнт використання пристрою освітлення;

$P_{n.o}$  – потужність освітлювального навантаження згідно виразу,  $\text{кВт}$  [11]:

$$P_{n.o} = P_{n.o} \cdot F, \quad (2.4)$$

де  $P_{n.o}$  – питома густина на  $1 \text{ м}^2$  виробничої площі,  $\text{Вт} / \text{м}^2$ ;

– площа відповідного цехів,  $\text{м}^2$ .

Для електричного освітлення термічного відділення № 1 заводу в відповідності до 2.4 та 2.3, як приклад, отримуємо:

$$P_{n.o} = P_{n.o} \cdot F = 0,015 \cdot 3938 = 59,06 \text{ кВт};$$

$$P_{p.o} = K_{e.o} \cdot P_{n.o} = 0,95 \cdot 59,06 = 56,11 \text{ кВт}.$$

Сумарне розрахункове навантаження цеху,  $\text{кВА}$  [10,11]:

$$S_p = \sqrt{(P_p + P_{p.o})^2 + (Q_p)^2}. \quad (2.5)$$

Для термічного відділення № 1 заводу в відповідності до 2.5, як приклад, отримуємо:

$$S_p = \sqrt{(P_p + P_{p.o})^2 + (Q_p)^2} = \sqrt{(720 + 56,11)^2 + (960)^2} = \sqrt{(776,11)^2 + (960)^2} = 1234,48 \text{ кВА}. \quad (2.6)$$

Усталену потужність силового обладнання за цехами у відповідності до вхідних даних, коефіцієнти  $K_e$ ,  $K_{e.o}$ ,  $\cos \varphi$  вибираємо за довідниковими таблицями [12] залежно від технологічного процесу й режиму роботи цехів. Освітлення цехів та територій заводу розраховуємо за площею, а виробничу площа – згідно генплану.

Результати зведено до таблиці 2.1.

Таблиця 2.1 – Результати розрахунків навантаження

№	Найменування цеху	Навантаження заводу													
		Силове						Освітлювальне						Сумарне	
		$P_H, \text{кВт}$	$K_B$	$\cos \varphi$	$\text{tg } \varphi$	$P_p, \text{кВт}$	$Q_p, \text{кВАр}$	$F, \text{м}^2$	$P_{п.о}, \text{кВт/м}^2$	$K_{в.о}$	$P_{п.о}, \text{кВт}$	$P_{р.о}, \text{кВт}$	$P_{\Sigma}, \text{кВт}$	$Q_{\Sigma}, \text{кВАр}$	$S_{\Sigma}, \text{кВА}$
Навантаження 0,4 кВ															
1	Термічне відділення № 1	900	0,8	0,6	1,333	720,00	960,00	3938	0,015	0,95	59,06	56,11	776,11	960,00	1234,48
2	Заготівельний цех	700	0,8	0,7	1,02	560,00	571,31	8438	0,017	0,95	143,44	136,27	696,27	571,31	900,66
3	Свердильний цех	800	0,7	0,75	0,882	560,00	493,87	8438	0,015	0,85	126,56	107,58	667,58	493,87	830,40
4	Цех плашок	900	0,6	0,75	0,882	540,00	476,24	20111	0,017	0,85	341,88	290,60	830,60	476,24	957,44
5	Цех мітчиків	290	0,6	0,8	0,75	174,00	130,50	17438	0,017	0,85	296,44	251,97	425,97	130,50	445,51
6	Деревообробний цех	140	0,55	0,65	1,169	77,00	90,02	5625	0,015	0,75	84,38	63,28	140,28	90,02	166,68
7	Термічне відділення № 2	700	0,8	0,6	1,33	560,00	746,67	6750	0,015	0,95	101,25	96,19	656,19	746,67	994,03
8	Випробувальна станція	120	0,8	0,8	0,75	96,00	72,00	7453	0,015	0,95	111,80	106,21	202,21	72,00	214,64
9	Ковальський цех	700	0,8	0,7	1,02	560,00	571,31	3797	0,015	0,95	56,95	54,11	614,11	571,31	838,76
10	Склад	180	0,65	0,9	0,48	117,00	56,67	2588	0,015	0,70	38,81	27,17	144,17	56,67	154,91
11	Заводоуправління	300	0,7	0,9	0,48	210,00	101,71	3516	0,015	0,95	52,73	50,10	260,10	101,71	279,28
12	Насосна	300	0,8	0,7	1,02	240,00	244,85	3108	0,015	0,95	46,62	44,29	284,29	244,85	375,19
13	Компресорна	320	0,75	0,7	1,02	240,00	244,85	3108	0,015	0,95	46,62	44,29	284,29	244,85	375,19
	Освітлення території							238444	0,00016	1,00	38,15	38,15	38,15	0,00	38,15
	Всього за 0,4 кВ	6350				4654,00	4760,00					1366,30	6020,30	4760,00	7674,73
Навантаження 10 кВ															
13	Компресорна (СД)	2500	0,9			2250,00	0,00						2250,00	0	2250,00
	Разом на 10 кВ	2500				2250,00	0,00						2250,00	0	2250,00
	Разом по заводу	8850				6904,00	4760,00						8270,30	4760,00	9542,29

Щодо навантаження в цілому по заводу [10]:

– визначаємо втрати цехових трансформаторів [10]:

$$\Delta P_{ЦТ} = 0,02 \cdot S_{p.ЦТ} = 0,02 \cdot 7674,73 = 153,49 = 275,83 \text{ кВт}; \quad (2.7)$$

$$\Delta Q_{ЦТ} = 0,1 \cdot S_{p.ЦТ} = 0,1 \cdot 7674,73 = 767,47 \text{ кВАр}; \quad (2.8)$$

– визначаємо потужність пристроїв компенсації:

$$\begin{aligned} Q_{БК} &= Q_{\Sigma,0,4кВ} + \Delta Q_{ЦТ} - Q_{ЕС} = 4760 + 767,47 - 1654,06 = \\ &= 3873,41 \text{ кВАр}, \end{aligned} \quad (2.9)$$

де  $Q_{ЕС} = 1654,06 \text{ кВАр}$  – величина реактивної потужності, яка надається мережею;

– визначаємо залишкову реактивну потужність заводу щодо шин 10кВ

ГПП, враховуючи коефіцієнт рівномірності максимуму ( $K_{p.m} = 0,9$ ) [12]:

$$\begin{aligned} Q_{10кВ} &= Q_{\Sigma,0,4кВ} \cdot K_{p.m} - Q_{БК} = 4760 \cdot 0,9 + 3873,41 = \\ &= 410,59 \text{ кВАр}; \end{aligned} \quad (2.10)$$

– визначаємо втрати в БСК [13]:

$$\Delta P_{БК} = P_{nm} \cdot Q_{БК} = 0,002 \cdot 3873,41 = 7,75 \text{ кВт}, \quad (2.11)$$

де  $P_{nm}$  – питомі втрати в БСК, кВт/кВАр; приймаємо  $P_{nm} = 0,002 \text{ кВт/кВАр}$ ;

– визначаємо активну потужність заводу в цілому на шинах 10кВ ГПП, враховуючи коефіцієнт рівномірності максимуму (силове навантаження) [10]:

$$\begin{aligned} P_{10кВ} &= P_p \cdot K_{p.m} + P_{p.o} + \Delta P_{БК} + \Delta P_{ЦТ} = \\ &= 6904 \cdot 0,9 + 1366,3 + 7,75 + 275,83 = 7741,14 \text{ кВт}; \end{aligned} \quad (2.12)$$

– визначаємо сумарну потужність заводу в цілому на шинах 10кВ ГПП [10]:

$$S_{10кВ} = \sqrt{(P_{10кВ})^2 + (Q_{10кВ})^2} = \sqrt{(7741,14)^2 + (410,59)^2} = 7752,02 \text{ кВА}; \quad (2.13)$$

– визначаємо наближені втрати потужності на стороні 10кВ ГПП [10]:

– активні:  $\Delta P_{ГПП,10кВ} = 0,02 \cdot S_{10кВ} = 0,02 \cdot 7752,02 = 155,04 \text{ кВт}$ ;

– реактивні:  $\Delta Q_{ГПП,10кВ} = 0,1 \cdot S_{10кВ} = 0,1 \cdot 7752,02 = 775,2 \text{ кВАр}$ .

Отже, навантаження заводу в цілому (сторона *ВН ГПП*) [10]:

$$S_{10кВ} = \sqrt{(P_{10кВ} + \Delta P_{ГПП.10кВ})^2 + (Q_{10кВ} + \Delta Q_{ГПП.10кВ})^2} = \sqrt{(7741,14 + 155,04)^2 + (410,59 + 775,2)^2} = 7984,72 \text{ кВА.} \quad (2.14)$$

## 2.2 Визначення місцезнаходження ГПП

Розміщення трансформаторних підстанцій у безпосередній близькості до споживачів є ключовим фактором підвищення ефективності електропостачання. Таке наближення дозволяє скоротити протяжність мереж вторинної напруги, що забезпечує зменшення технічних втрат електроенергії, кращу стабільність напруги та локалізацію можливих аварійних ділянок [12].

На відміну від підстанцій, комутаційні вузли, що не виконують функцію трансформації (наприклад, *РП*), доцільно розташовувати на периферії зон живлення. Це дозволяє оптимізувати схему мережі та виключити можливість виникнення небажаних зворотних потоків енергії [12].

При рівномірному розподілі навантаження на об'єкті для знаходження центру навантажень застосовується метод аналогії: електричні потужності розглядаються як фізичні маси. Координати центру навантажень у такому випадку визначаються шляхом обчислень за відповідними формулами [13].

$$x_0 = \frac{\sum_{i=1}^n (P_{p.i} + P_{po.i}) \cdot x_i}{\sum_{i=1}^n (P_{p.i} + P_{po.i})}, \quad (2.15)$$

$$y_0 = \frac{\sum_{i=1}^n (P_{p.i} + P_{po.i}) \cdot y_i}{\sum_{i=1}^n (P_{p.i} + P_{po.i})}. \quad (2.16)$$

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

Для вибору місця на генеральному плані використовуємо графічний метод, при якому для кожного споживача наносять кола [13]. Їхня площа має бути пропорційною розрахунковому навантаженню, а радіус кола  $r_i$  обчислюємо за формулою:

$$r_i = \sqrt{\frac{P_i}{\pi \cdot t}}. \quad (2.17)$$

На колі розміщуємо у вигляді сектора навантаження освітлювальних установок, кут сектора якого буде:

$$\alpha = \frac{360^0 \cdot P_{p.o.i}}{P_{p.i} + P_{p.o.i}}. \quad (2.18)$$

Розрахунок центра навантажень в таблиці 2.2., а схема – додаток В.

Таблиця 2.2 – Розрахунок центра електричних навантажень

Цех	Параметри							
	$(P_p + P_{p.o}), \text{кВт}$	$P_{p.o}, \text{кВт}$	$r, \text{мм}$	$\alpha, \text{град}$	$x, \text{м}$	$y, \text{м}$	$(P_p + P_{p.o})x$	$(P_p + P_{p.o})y$
Навантаження 0,4 кВ								
1	776,11	56,11	15,72	26,03	423,8	376,9	328876,35	292496,22
2	696,27	136,27	14,89	70,46	796,9	307,1	554836,67	213840,58
3	667,58	107,58	14,58	58,01	461,3	307,1	307920,41	205029,93
4	830,60	290,60	16,26	125,95	450,0	199,5	373769,44	165704,45
5	425,97	251,97	11,65	212,95	312,0	142,5	132903,23	60700,99
6	140,28	63,28	6,68	162,40	161,3	145,5	22620,35	20410,92
7	656,19	96,19	14,46	52,77	348,8	96,8	228845,39	63486,14
8	202,21	106,21	8,02	189,09	399,4	66,8	80756,43	13497,32
9	614,11	54,11	13,98	31,72	249,4	66,8	153142,55	40991,54
10	144,17	27,17	6,78	67,84	121,9	261,8	17570,57	37736,17
11	260,10	50,10	9,10	69,34	273,8	286,5	71201,73	74517,98
12	284,29	44,29	9,52	56,08	35,6	203,6	10127,70	57887,80
13	284,29	44,29	9,52	56,08	35,6	128,6	10127,70	36566,33
14	38,15	38,15	3,49	360,00	294,4	206,3	11230,70	7868,64
Навантаження 10 кВ								
13	2250,00		26,77		35,6	128,6	80156,25	289406,25
Разом	8270,30						2384085,47	1580141,27

Координати ЦЕН для інструментального заводу:

$$x_0 = \frac{2384085,47}{8270,3} = 288,27 \text{ м}; \quad y_0 = \frac{1580141,27}{8270,3} = 191,06 \text{ м}.$$

### 2.3 Вибір трансформаторів ГПП

Потужність силових трансформаторів, які встановлюються на ГПП, має задовольняти потреби всіх споживачів електроенергії у штатному режимі.

Надійність системи підвищується шляхом встановлення на підстанції двох трансформаторів, які функціонують окремо. Ключовою вимогою до такої схеми є здатність одного трансформатора забезпечити повне навантаження при аварійному виведенні з роботи іншого.

Розрахунок технічно доцільної потужності трансформаторного обладнання виконуємо за відповідною математичною моделлю [12]:

$$S_{nm} \geq \frac{S_{p.BH}}{K_z \cdot n} = \frac{7984,72}{0,7 \cdot 2} = 5703,37 \text{ кВА}, \quad (2.19)$$

де  $S_{p.BH}$  – загальна розрахункова потужність, кВА

$K_z$  – коефіцієнт завантаження трансформатора;

$n$  – число трансформаторів.

На ГПП доцільно встановити два трансформатора, потужність: 6300 кВА.

Коефіцієнт завантаження трансформаторів, у.о. [6]:

– при номінальному режимі:

$$K_z^{ном} = \frac{S_{p.BH}}{n \cdot S_{н.тр}} \leq 0,7; \quad (2.20)$$

$$K_z^{ном} = \frac{7984,72}{2 \cdot 6300} = 0,63 < 0,7;$$

– при аварійному режимі:

$$K_z^{авар} = \frac{S_{p.BH}}{S_{н.тр}} \leq 1,4; \quad (2.21)$$

$$K_3^{ном} = \frac{7984,72}{6300} = 1,27 < 1,4.$$

Доцільно до встановлення трансформатори *ТМН – 6300 / 35* [13].

Паспортні дані трансформатора *ТМН – 6300 / 35* в таблиці 2.3.

Таблиця 2.3 – Характеристика трансформатора *ТДН – 10000 / 110*

Тип	Потужність, кВА	Напруга, кВ		Втрати, кВт		Напруга КЗ $u_{кз}, \%$	Струм ХХ $i_{хх}, \%$
		ВН	НН	$\Delta P_{хх}$	$\Delta P_{кз}$		
<i>ТМН – 6300 / 35</i>	6300	35	10,5	8,0	46,5	7,5	0,7

Для підстанцій тупикового виконання на боці *ВН* трансформаторів *ГПП* доцільно використовувати схему з двома блоками, комутація яких здійснюється за допомогою вимикачів та неавтоматичної перемички з боку ліній [12]. Ефективність даного підходу безпосередньо залежить від застосування сучасних вакуумних пристроїв. Відповідно, структурна схема *ГПП* подана на рис. 2.1.

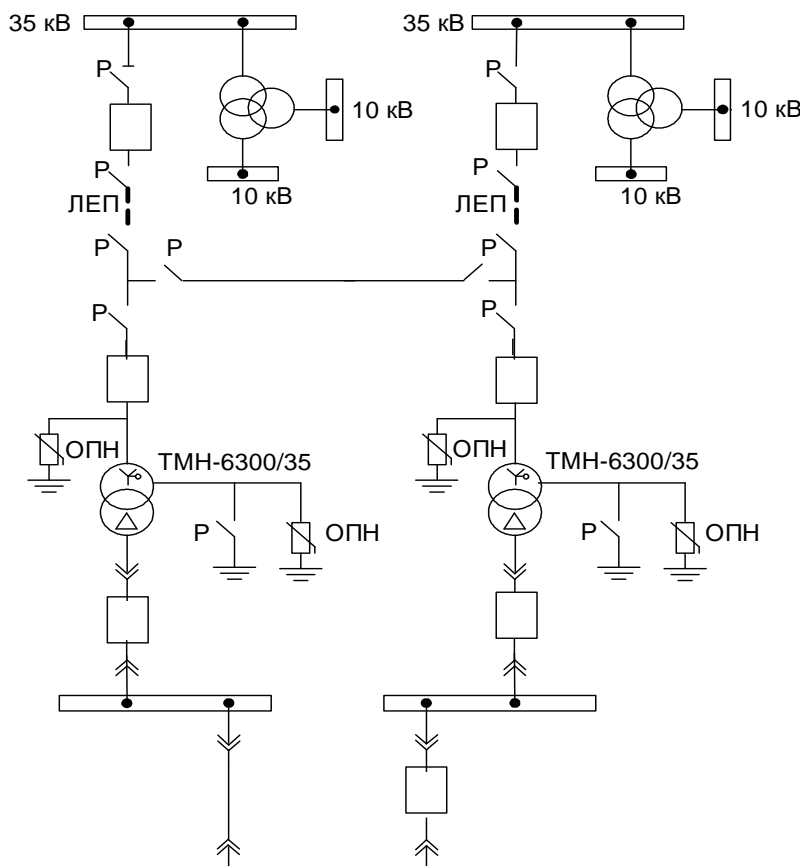


Рисунок 2.1 – Схема підстанції *ГПП*.

## 2.4 Вибір цехових трансформаторів з врахуванням втрат

Доцільність застосування двох трансформаторних підстанцій в цехах визначається наявністю в мережі споживачів першої категорії, необхідністю обслуговування зосереджених цехових навантажень або високими показниками питомої густини навантаження в приміщеннях [12].

Попередній розрахунок кількості трансформаторів та їх номінальної потужності виконується з орієнтацією на значення питомої густини навантаження,  $\text{кВ}\cdot\text{А} / \text{м}^2$ :

$$\sigma_n = \frac{S_p}{F}, \quad (2.22)$$

де  $S_p$  – розрахункове навантаження цеху,  $\text{кВА}$

$F$  – площа цеху,  $\text{м}^2$ .

Вибір потужності трансформаторів проводимо виходячи з теоретичних передбачень [13]: до  $1000 \text{кВА}$  при  $\sigma_n < 0,2$ ;  $1600 \text{кВА}$  при  $0,2 < \sigma_n < 0,3$ ;  $1600 - 2500 \text{кВА}$  при  $\sigma_n > 0,3$ .

На основі картограми навантажень та розрахункових даних приймаємо рішення про розміщення по два трансформатори в цехах: 1, 2, 3, 4, 7, 9 зі розміщенням в цехах низьковольтних *РП*, враховуючи не велике силове навантаження в порівнянні з іншими цехами.

Результати розрахунку щільності навантаження згідно 2.22:

Цех	1	2	3	4	7	9
$\sigma_n, \text{кВ}\cdot\text{А} / \text{м}^2$	0,21	0,11	0,1	0,05	0,15	0,22

Мінімальне число трансформаторів, враховуючи навантаження споживачів пов'язаних спільними технологічними процесами, отримуємо згідно виразу [10]:

$$N_{\min} = \frac{\sum P_p}{K_3 \cdot S_{н.тр}} + \Delta N, \quad (2.23)$$

де  $K_3$  – коефіцієнт завантаження трансформатора (так як в переважній більшості в цехах переважають навантаження за 2 категорією приймаємо  $K_3 = 0,7 \div 0,8$ );

$\Delta N$  – різниця до найближчого цілого числа.

Оптимальне число трансформаторів:

$$N_{opt} = N_{\min} + m, \quad (2.24)$$

де  $m$  – додаткові трансформатори.

Вибір цехових трансформаторів на основі 2.23-2.24 показано в табл. 2.4.

Таблиця 2.4 – Вибір цехових трансформаторів

ТП	Джерело	Споживачі	$P_p$ , кВт	$S_{н.тр}$ , кВА	$K_3$	$N_{\min}^{розр}$	$N_{\min}$	$N_{opt}$
	№ цеху	№ цеху						
1	1	1	776,11	630	0,7	1,76	2	2
2	2	2,11	956,36	630	0,8	1,9	2	2
3	3	3	667,58	630	0,8	1,32	2	2
4	4	4	830,6	630	0,8	1,65	2	2
5	7	5,7,8	1284,37	1000	0,7	1,83	2	2
6	9	6,9,10, 12,13	1467,13	1000	0,8	1,83	2	2

Параметри цехових трансформаторів (група з'єднань обмоток  $\Delta - Y_H$ ):

Тип	$S_{ном}$ , кВА	$U_{ном}$ , кВ		$u_{кз}$ , %	$P_{кз}$ , кВт	$P_{хх}$ , кВт	$i_{хх}$ , %
		ВН	НН				
ТМ – 630 / 10	630	10	0,4	5,5	7,5	1,56	2,0
ТМ – 1000 / 10	1000	10	0,4	5,5	12,2	2,45	1,4

Під час визначення параметрів цехових трансформаторних підстанцій необхідно враховувати оптимізацію потоків реактивної потужності, що передаються в мережу до 1 кВ. Максимально допустиму величину цієї потужності, економічно доцільну для передачі, визначають шляхом обчислень за встановленою формулою, кВАр [12]:

$$Q_{\max.мп} = \sqrt{(N_{онт} \cdot K_3 \cdot S_{н.мп})^2 - (P_p + P_{p.o})^2}, \quad (2.25)$$

Загальна потужність *НБК* на напрузі до 1 кВ в цьому випадку складе [12]:

$$Q_{НК1} = Q_{р.цех} - Q_{\max.мп}, \quad (2.26)$$

Додаткова потужність  $Q_{НК1}$  *НБК* для даної групи, кВАр:

$$Q_{НК2} = Q_{р.цех} - Q_{НК1} - \gamma \cdot N_{онт} \cdot Q_{н.мп}, \quad (2.27)$$

де  $\gamma$  – розрахунковий коефіцієнт, приймаємо за [12].

Загальна потужність *НБК* цеху складе, кВАр:

$$Q_{НК} = Q_{НК1} + Q_{НК2}. \quad (2.28)$$

Результати вибору *НБК* представлено в табл. 2.5.

Таблиця 2.5 – Вибір потужності конденсаторних батарей

ТП	$Q_p$ , кВАр	$Q_{\max.мп}$ , кВАр	$Q_{НК1}$ , кВАр	$Q_{НК2}$ , кВАр	$Q_{НК}^{розр}$ , кВАр	$Q_{НК}^{факт}$ , кВАр	Тип <i>НБК</i>
1	960,00	419,02	540,98	-399,98	540,98	600	2×УКМ 58–0,4–300–33,3 УЗ
2	673,02	318,49	354,54	-500,51	354,54	360	2×УКМ 58–0,4–180–33,3 УЗ
3	493,87	755,25	-261,38	-325,13	0,00	0	–
4	476,24	571,11	-94,88	-342,76	0,00	0	–
5	949,17	557,14	392,03	-742,86	392,03	400	2×УКМ 58–0,4–200–33,3 УЗ
6	1207,70	638,38	569,32	-92,30	569,32	600	2×УКМ 58–0,4–300–33,3 УЗ
Разом	4760,00				1856,86	1960	

Визначення необхідної потужності високовольтних батарей конденсаторів (ВБК) для промислового підприємства ґрунтується на підтриманні балансу реактивної потужності [12]:

$$\sum Q_{BK} = Q_p + \sum \Delta Q_{ЦТ} + \Delta Q_{ГПП.10кВ} - Q_{НК}^{факт} - Q_{ЕС}, \quad (2.29)$$

де  $\sum \Delta Q_{ЦТ}$  – показники сумарних реактивних втрат у трансформаторах, встановлюються на основі методики [13] з урахуванням технічних характеристик обладнання (його потужності) та рівня фактичного завантаження:

$$\sum \Delta Q_{ЦТ} = 2 \cdot 28 + 2 \cdot 41 + 6 \cdot 33 + 2 \cdot 49 = 434.$$

Потужність ВБК для всього заводу згідно 2.29:

$$\sum Q_{BK} = 4760 + 434 + 775,2 - 1960 - 1654,14 \text{ кВАр}.$$

Встановлюємо дві конденсаторні установки: УКЛ 56–10,5–1350 УЗ.

Фактична потужність:  $Q_{BK}^{факт} = 2 \cdot 1350 = 2700 \text{ кВАр}.$

З метою підвищення показників надійності та мінімізації втрат електроенергії, на секційних шинах (СШ) трансформаторних підстанцій передбачено монтаж батарей конденсаторів (БК), параметри яких визначено на основі проведених розрахунків.

## 2.5 Перевірка перерізу лінії до ГПП

Для мережі 35 кВ організація електропостачання реалізується за допомогою дволанцюгової повітряної лінії (ПЛ) із використанням сталевалюмінієвих (АС) проводів. Обґрунтування вибору перерізу провідника виконуємо на основі критерію економічної густини струму [9].

Величини розрахункових струмів для одного кола лінії визначаються для нормального експлуатаційного режиму [9]:

$$I_p^{ном} = \frac{S_{p.ВН}}{n \cdot \sqrt{3} \cdot U_{ном}} = \frac{7984,72}{2 \cdot \sqrt{3} \cdot 35} = 65,86 \text{ А}. \quad (2.30)$$

Для після аварійних або ремонтних режимів роботи [14] розрахунок проводиться за формулою:

$$I_p^{n.ав} = \frac{S_{p.ВН}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном}} = \frac{7984,72}{(2-1) \cdot \sqrt{3} \cdot 35} = 131,72 \text{ А.} \quad (2.31)$$

Для не ізолюваної лінії, у відповідності із [15] приймаємо:

$$j_{ек} = 1.1 \text{ А / мм}^2.$$

Відповідно до нормативних вимог [15], для неізолюваних сталевалюмінієвих ліній встановлене значення економічної густини струму

$$j_{ек} = 1.1 \text{ А / мм}^2.$$

Розрахунок економічно обґрунтованого перерізу проводів здійснюється згідно з виразом [11]:

$$F_{ек} = \frac{I_p}{j_{ек}} = \frac{65,86}{1.1} = 59,87 \text{ мм}^2. \quad (2.32)$$

За результатами обчислень було обрано провід марки АС – 70, допустиме тривале струмове навантаження якого становить:  $I_{дон} = 265 \text{ А}$ .

Здійснено перевірку обраного перерізу відповідно до вимог [11] за наступними критеріями:

– допустиме струмове навантаження (перевірка для ремонтного режиму або при вимкненні одного кола):

$$I_{роз} \leq I_{дон}; \quad 1,3 \cdot I_{дон} \geq I_{роз}, \quad 1,3 \cdot I_{дон} = 1,3 \cdot 265 = 344,5 \text{ А} > I_{p.макс} = 131,72 \text{ А},$$

де 1.3 – коефіцієнт допустимого перевантаження. Умова дотримана.

– механічна міцність. Згідно з чинними нормами [15], для повітряних ліній напругою вище 1 кВ застосування сталевалюмінієвих проводів перерізом менше  $25 \text{ мм}^2$  не допускається:  $F_{роз} = 70 \text{ мм}^2 \geq F_{мін} = 25 \text{ мм}^2$ .

Обраний переріз відповідає цій вимозі.

– допустимі втрати напруги:

$$L_{дон} = \ell_{\Delta U(1\%)} \cdot \Delta U_{дон\%} \cdot k_3 \geq L, \quad (2.33)$$

де  $\ell_{\Delta U(1\%)}$  – довжина лінії при загальному навантаженні на 1% втрати напруги, км;

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

$k_3 = I_{\text{дон}}/I_p$  – коефіцієнт завантаження лінії;

$L_{\text{факт}}$  – фактична довжина лінії, км;

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

Результати розрахунків для довжини ланки при повному навантаженні:

– нормальний режим:

$$L_{\text{дон}} = \ell_{\Delta U(1\%)} \cdot \Delta U_{\text{дон}\%} \cdot k_3 = 2,35 \cdot 5 \cdot \frac{265}{65,86} = 47,27 \text{ км};$$

$L_{\text{дон}} = 47,27 \text{ км} > L = 10 \text{ км}$ . Умову виконано.

– після аварійний режим:

$$L_{\text{дон}} = \ell_{\Delta U(1\%)} \cdot \Delta U_{\text{дон}\%} \cdot k_3 = 2,35 \cdot 10 \cdot \frac{265}{131,72} = 47,27 \text{ км};$$

$L_{\text{дон}} = 47,27 \text{ км} > L = 10 \text{ км}$ ; Умову виконано.

Для організації електропостачання на стороні 35 кВ доцільно використовувати дволанцюгову повітряну лінію на металевих опорах, оснащену проводами марки АС – 70/11. Дане технічне рішення повністю відповідає розрахунковим критеріям за навантаженням, механічною міцністю та допустимими втратами напруги.

## 2.6 Вибір кабелів ланок 10 кВ

Проектування системи електропостачання, а саме розрахунок струмів короткого замикання, неможливе без попереднього вибору кабельних ліній, що забезпечують зв'язок між ГПП та цеховими трансформаторами, зокрема тими, що заживлено за магістральною схемою [14].

Для виконання цього завдання необхідно обчислити розрахункові значення струмів як для нормального режиму експлуатації так і для режиму аварійного навантаження за формулами 2.30 та 2.31 відповідно, згідно даних в таблиці 2.4.

Відповідні цим струмам, за формулою 2.32 визначаємо сечення кабелів.

Вибираємо кабель марки *ВВГнг – LS* [16].

Результати розрахунку подано в табл. 2.6.

Таблиця 2.6 – Вибір кабелів схеми внутрішнього електропостачання

<i>ТП</i>	$S_p, \text{кВА}$	<i>Число КЛ</i>	$I_p, \text{А}$	$I_{\text{доп}}, \text{А}$	$F_{\text{розр}}, \text{мм}^2$	$F_{\text{ст}}, \text{мм}^2$
<i>ГПП – ТП1</i>	630	2	18,19	12,99	16	95
<i>ГПП – ТП4</i>	1890	2	54,56	38,97	35	150
<i>ТП4 – ТП2</i>	630	2	18,19	12,99	16	95
<i>ТП4 – ТП3</i>	630	2	18,19	12,99	16	95
<i>ГПП – ТП5</i>	1000	2	28,87	20,62	25	120
<i>ГПП – ТП6</i>	1000	2	28,87	20,62	25	120
<i>ГПП – РП1</i>	2250	2	64,95	46,39	50	180

## 2.7 Висновки до другого розділу

У розділі виконано комплексний розрахунок системи електропостачання інструментального заводу.

Проведено аналіз та розрахунок електричних навантажень (силове та освітлювальне) для всіх цехів та заводу в цілому, що є основою для подальшого вибору обладнання та забезпечення мінімальних експлуатаційних витрат.

Застосовано графічний метод та метод аналогії для визначення раціонального місцезнаходження головної понижувальної підстанції, що дозволяє скоротити протяжність мереж і зменшити технічні втрати електроенергії.

Обґрунтовано встановлення на *ГПП* двох трансформаторів, здатних забезпечити повне навантаження в аварійному режимі, а також здійснено вибір

цехових трансформаторних підстанцій з урахуванням питомої густини навантаження.

Передбачено монтаж батарей конденсаторів на секційних шинах трансформаторних підстанцій, що сприяє підвищенню показників надійності та мінімізації втрат електроенергії.

Обрано дволанцюгову повітряну лінію напругою  $110\text{кВ}$  з проводами марки  $АС - 70/11$  та розраховано перерізи кабельних ліній  $10\text{кВ}$ , які повністю відповідають критеріям економічної густини струму, механічної міцності та допустимих втрат напруги.

### 3 ПРОЕКТНО-КОНСТРУКТОРСЬКИЙ РОЗДІЛ

#### 3.1 Розрахунок струмів короткого замикання

Електричні мережі та установки періодично піддаються різним видам коротких замикань (*КЗ*), що викликають стрибкоподібне зростання сили струму. З огляду на це, до вибору обладнання висуваються суворі вимоги щодо його стійкості до перевантажень, спричинених *КЗ* [17, 18].

Під час виконання розрахунків струмів *КЗ* визначають наступні ключові показники [17]:

–  $I''$  (надперехідний струм): початкове значення періодичної складової, що виникає в перший момент замикання.

–  $i_{y0}$  (ударний струм): пікове значення струму, яке використовують для перевірки електродинамічної стійкості ізоляторів, шин та комутаційної апаратури.

–  $I_{0,2}$  (струм через 0,2 с): величина, необхідна для оцінки здатності вимикачів розривати струм *КЗ* у заданий момент часу.

–  $I_{\infty}$  (встановлений струм): діюче значення струму, яке застосовується для оцінки термічної стійкості кабелів, а також прохідних ізоляторів та інших електричних пристроїв.

Для аналізу режимів *КЗ* використовуємо схему заміщення електричної мережі, відображену на рис. 3.1.

Обчислювальний процес базується на використанні системи відносних одиниць із застосуванням методу наближеного приведення параметрів при базисній умові  $S_{\sigma} = 100 \text{ MVA}$  та при:

– базисні напруги:  $U_{\sigma 1} = 35 \text{ кВ}$ ;  $U_{\sigma 2} = 10,5 \text{ кВ}$ ;  $U_{\sigma 3} = 0,4 \text{ кВ}$ ;

– базисні струми:

$$I_{\sigma} = \frac{S_{\sigma}}{\sqrt{3} \cdot U_{\sigma}}, \quad (3.1)$$

$$I_{\sigma 1} = \frac{100}{\sqrt{3} \cdot 35} = 1,65 \text{ кА}; \quad I_{\sigma 2} = \frac{100}{\sqrt{3} \cdot 10,5} = 5,499 \text{ кА}; \quad I_{\sigma 3} = \frac{100}{\sqrt{3} \cdot 0,4} = 144,338 \text{ кА}.$$

У Додатку Е наведено результати обчислень системних та режимних характеристик, а також визначення струмів КЗ, які були отримані за допомогою програмного середовища *MathCad*.

Таблиця 3.1 формує кінцеві значення розрахунків.

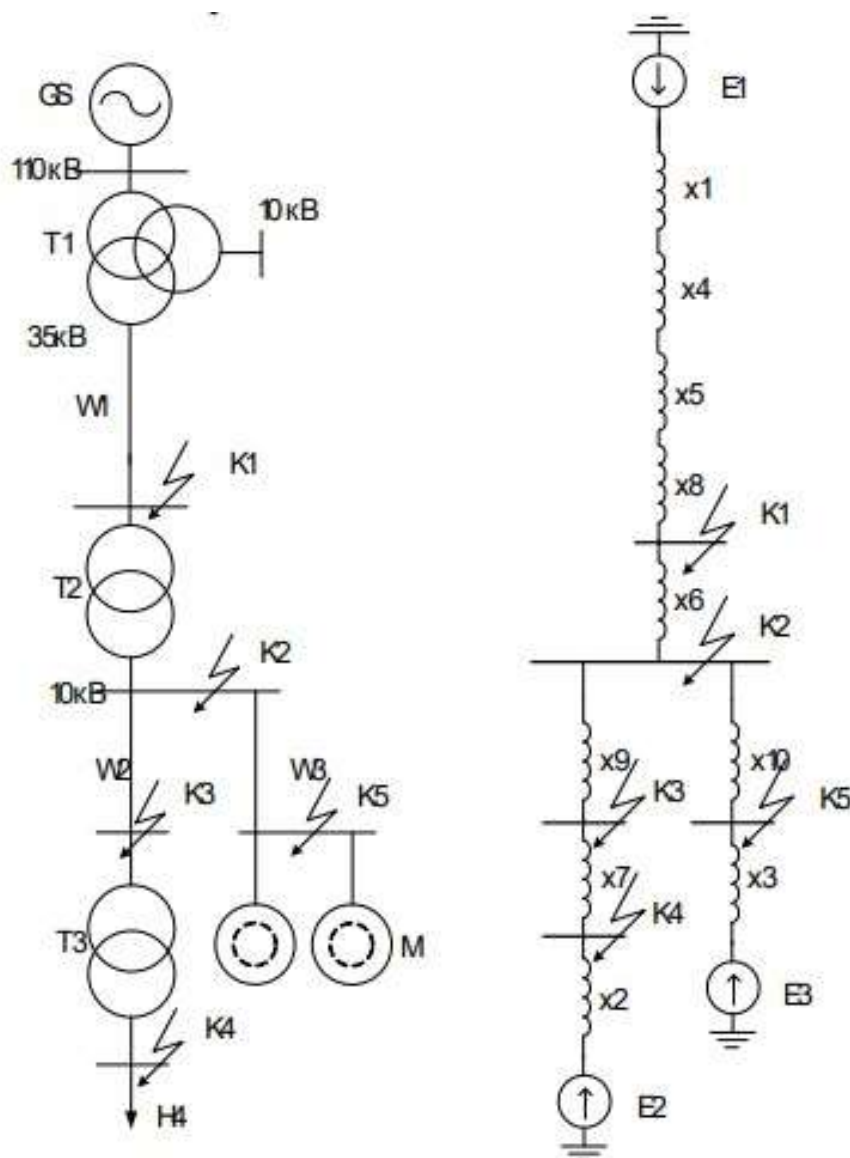


Рисунок 3.1 – Схеми для розрахунку струмів КЗ.

Таблиця 3.1 – Результати розрахунку струмів  $K3$ .

Точка	$U_{\phi}, \text{кВ}$	$I_{\phi}, \text{кВ}$	$I_{K3}, \text{кА}$	$i_{\text{уд}}, \text{кА}$
$K_1$	35	1,65	1,434	4,042
$K_2$	10,5	5,499	2,889	8,151
$K_3$	10,5	5,499	2,872	8,099
$K_4$	0,4	144,338	15,916	44,856
$K_5$	10,5	5,499	2,784	7,849

За даними вибору перерізу кабелів ланок 10кВ (таблиця 2.6) проведемо перевірку на термічну стійкість до струмів  $K3$  за формулою:

$$F_{mp} = I_{\infty} \cdot \frac{\sqrt{t_{np}}}{K_t}, \quad (3.2)$$

де  $K_t$  – температурний коефіцієнт (враховує обмеження нагріву) за [18],  $A \cdot c^{1/2} / \text{мм}^2$ :

$t_{np}$  – приведений час  $K3$ , с:

$$t_{np} = t_{np.a} + t_{np.n}, \quad (3.3)$$

$t_{np.a}$  – аперіодична складова струму  $K3$ , с;

$t_{np.n}$  – періодична складова струму  $K3$  (згідно графіку [18], при  $\beta'' = I'' / I_{\infty} = 1$  та  $t = 0,5 \text{ с}$ ),  $t_{np.n} = 0,5 \text{ с}$ .

$$\text{Отже: } t_{np.a} \approx 0,05 \cdot (\beta'')^2 = 0,05,$$

$$t_{np} = 0,5 + 0,05 = 0,55.$$

Розрахунок термічної стійкості до струмів  $K3$  був виконаний для найбільш несприятливого режиму, що продемонстровано на прикладі лінії ГПП – ТП4:

$$F_{mp} = 2859 \cdot \frac{\sqrt{0,55}}{98} = 21,6 \text{ мм}^2.$$

Враховуючи, що обраний переріз кабелю для ділянки ГПП – ТП4 (таблиця 2.6) успішно пройшов відповідну перевірку, можна стверджувати, що і

для інших сегментів лінії вибрані перерізи забезпечують необхідну термічну стійкість. Це обґрунтовується тим, що аналіз проводився з урахуванням найважчих умов КЗ, тому, отримані результати є консервативними та достатніми для решти ділянок мережі 10 кВ.

## 3.2 Вибір та перевірка комутаційного та захисного обладнання

### 3.2.1 Вибір комутаційного обладнання

Вимикач – це комутаційний пристрій, основна функція якого полягає в оперативному керуванні електричними колами (ввімкнення та вимкнення) як у нормальних експлуатаційних умовах (робота під навантаженням, холостий хід, несинхронні режими), так і в аварійних режимах (перевантаження, струми короткого замикання) [17, 18].

Для забезпечення комутацій у мережах 35 кВ обрано елегазовий вимикач типу ВГБ – 35 – 12,5 / 630 У1 [18]. Апарат оснащений вбудованими трансформаторами струму, що дозволяє виконувати оперативні та захисні функції в мережах змінного струму з ефективно заземленою нейтраллю. Значення робочого струму для вибору апарата розраховано згідно 2.30, а результати перевірки – табл. 3.2.

Таблиця 3.2 – Перевірка умов вибору вимикача 35 кВ

Умова	Розрахункові дані	Каталожні дані
$U_{уст} \leq U_{ном}$	$U_{уст} = 35 \text{ кВ}$	$U_{ном} = 35 \text{ кВ}$
$I_{К1} \leq I_{ном.вим.}$	$I_{К1} = 1,434 \text{ кА}$	$I_{ном.вим.} = 12,5 \text{ кА}$
$i_{y\delta} \leq I_{н.с}$	$i_{y\delta} = 4,042 \text{ кА}$	$I_{н.с} = 63 \text{ кА}$
$I_{р.мах} \leq I_{ном}$	$I_{р.мах} = 65,86 \text{ А}$	$I_{ном} = 630 \text{ А}$

Для закритих РУ 10 кВ передбачено застосування комплексних розподільчих пристроїв (КРП), які об'єднують комутаційну апаратуру, системи захисту та пристрої контролю [18].

Для осередків вводу, а також для відхідних кабельних ліній (ГПП – ТП4, ГПП – РП1), де, для кожної секції шин, робочі струми в номінальному режимі, згідно 2.30 становлять:

$$I_p^{ном} = \frac{7984,72}{2 \cdot \sqrt{3} \cdot 10} = 230,51 \text{ А.}$$

Обрано комірки серії КРУ – 2 – 10, укомплектовані вакуумними вимикачами ВВ / TEL – 10 / 400 [18], а результати перевірки – табл. 3.3.

Таблиця 3.3 – Перевірка умов вибору вимикача 10 кВ

Умова	Розрахункові дані	Каталожні дані
$U_{уст} \leq U_{ном}$	$U_{уст} = 10 \text{ кВ}$	$U_{ном} = 10 \text{ кВ}$
$I_{K2} \leq I_{ном.вим.}$	$I_{K2} = 2,889 \text{ кА}$	$I_{ном.вим.} = 12,5 \text{ кА}$
$i_{y\partial} \leq I_{н.с}$	$i_{y\partial} = 8,151 \text{ кА}$	$I_{н.с} = 32 \text{ кА}$
$I_{p.маx} \leq I_{ном}$	$I_{p.маx} = 230,51 \text{ А}$	$I_{ном} = 630 \text{ А}$

Автоматичні вимикачі призначені для захисту кіл від аномальних режимів (перевантаження, КЗ) та для рідкісних оперативних перемикачів. Вибираємо на ланках 0,4 кВ модель ВА53 – 43 [18], перевірка умов вибору – табл. 3.4

Таблиця 3.4 – Перевірка умов вибору автоматичного вимикача

Умова	Розрахункові дані	Каталожні дані
$U_{уст} \leq U_{ном}$	$U_{уст} = 10 \text{ кВ}$	$U_{ном} = 10 \text{ кВ}$
$i_{y\partial} \leq I_{маx.дон}$	$i_{y\partial} = 44,856 \text{ кА}$	$I_{маx.дон} = 135 \text{ кА}$

Запобіжники використовуються для одноразового розриву кола під час аварійних ситуацій (КЗ). Принцип дії ґрунтується на термічному руйнуванні плавкої вставки під дією струму КЗ. Після спрацювання вставка потребує

заміни. Для відповідних ділянок 10 кВ обрано запобіжники ПКТ101–10–31,5–12,5У3:

Тип	$U_{ном}, кВ$	$U_{ном.р}, кВ$	$I_{ном}, А$	$I_{ном.відкл}, А$
ПКТ101–10–31,5–12,5У3	10	7,2	31,5	12,5

Роз'єднувач забезпечує створення візуально підтверженого розриву електричного кола, коли попередньо знеструмлено навантаження (вимкнено вимикач). Методика вибору аналогічна вимикачам, проте без урахування струмів відключення. Встановлюємо та здійснюємо перевірку [18]:

- для мережі 35 кВ: РНДЗ 1–35/1000 У1 – табл. 3.5;
- для мережі 10 кВ: РВ–10/400 У3 – табл. 3.6.

Таблиця 3.5 – Перевірка умов вибору роз'єднувача РНДЗ 1–35/1000 У1

Умова	Розрахункові дані	Каталожні дані
$U_{уст} \leq U_{ном}$	$U_{уст} = 35 кВ$	$U_{ном} = 35 кВ$
$i_{уд} \leq I_{н.с}$	$i_{уд} = 4,042 кА$	$I_{н.с} = 63 кА$
$I_{р.мах} \leq I_{ном}$	$I_{р.мах} = 65,86 А$	$I_{ном} = 630 А$

Таблиця 3.6 – Перевірка умов вибору роз'єднувача РВ–10/400 У3

Умова	Розрахункові дані	Каталожні дані
$U_{уст} \leq U_{ном}$	$U_{уст} = 10 кВ$	$U_{ном} = 10 кВ$
$i_{уд} \leq I_{н.с}$	$i_{уд} = 8,151 кА$	$I_{н.с} = 32 кА$
$I_{р.мах} \leq I_{ном}$	$I_{р.мах} = 230,51 А$	$I_{ном} = 630 А$

Захист від перенапруг. Хвилі перенапруг, що виникають внаслідок прямих грозових розрядів у лінії або опори, створюють загрозу ізоляції обладнання підстанції. Для ліквідації цього впливу застосовуються нелінійні обмежувачі перенапруги (ОПН), які нівелюють короткочасні сплески напруги:

– для сторони 35 кВ обираємо: ОПН – П – 35 УХЛ1;

– для сторони 10 кВ: ОПН – П – 10 У3:

Тип	$U_{ном}, кВ$	$U_{доп}, кВ$	$I_{ном.розр}, А$
ОПН – П – 35 УХЛ1	35	40,5	10
ОПН – П – 10 У3	10	12,0	10

### 3.2.2 Вибір трансформатора струму

Контроль за роботою електрообладнання та організація комерційного обліку на підстанціях забезпечуються за допомогою вимірювального трансформаторів устаткування: трансформаторів струму (ТС) та напруги (ТН). Ці пристрої дозволяють безпечно приєднати вторинні прилади до мереж високої напруги [16].

Процес підбору трансформаторів струму передбачає оцінку за номінальними параметрами напруги та первинного струму, а також обов'язкову перевірку на термічну та електродинамічну стійкість у режимах короткого замикання. Крім того, враховується клас точності приладу та допустима потужність вторинного навантаження [18].

Технічні характеристики вибраних ТС для різних ланцюгів захисту та обґрунтування:

Назва ТС	Призначення	Сторона ввімкнення	Схема з'єднання	$I_{ном}^{ВН}, А$	$K_T$
ТА1	диференціальний захист	Вища напруга	трикутник	200	200/5
ТА2	диференціальний захист	Низька напруга	неповна зірка	400	400/5
ТА3	резервний захист	Вища напруга	зірка	400	400/5

1. Диференціальний захист (*ВН*) – *ТА1*: для коректної роботи диференціального захисту на стороні високої напруги обрано трансформатор із номінальним первинним струмом 200 А. Схема підключення – «трикутник», що є стандартним рішенням для забезпечення необхідних фазних співвідношень. Номінальний струм трансформатора на стороні *ВН* [18]:

$$I_{ном}^{ВН} = \frac{S_{ном}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном}} = \frac{6300}{\sqrt{3} \cdot 35} = 103,92 \text{ А.}$$

Розрахунковий первинний струм *ТС* на стороні *ВН* [18]:

$$I_1^{ТА1} = K_{сх} \cdot I_{ном}^{ВН} = \sqrt{3} \cdot 103,92 = 180 \text{ А.}$$

де  $K_{сх}$  – коефіцієнт схеми.

2. Диференціальний захист (*НН*) – *ТА2*: на стороні низької напруги встановлено трансформатор із первинним струмом 400 А. Використано схему «неповна зірка» для забезпечення роботи захисту. Номінальний струм силового трансформатора на стороні *НН* [18]:

$$I_{ном}^{ВН} = \frac{S_{ном}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном}} = \frac{6300}{\sqrt{3} \cdot 10,5} = 346,4 \text{ А.}$$

Розрахунковий первинний струм *ТС* на стороні *НН* [18]:

$$I_1^{ТА2} = 1 \cdot 346,4 = 346,4 \text{ А.}$$

3. Резервний захист (*ВН*) – *ТА3*: для реалізації функцій резервного захисту на стороні високої напруги застосовано трансформатори з первинним струмом 400 А, підключені за схемою «зірка».

Розрахунковий первинний струм *ТС* на стороні *ВН* [18]:

$$I_1^{ТА3} = 1 \cdot 103,92 = 103,92 \text{ А.}$$

Загальний опір приладів [18]:

$$r_{прил.} = \frac{S_{прил.}}{I_2^2} = \frac{0,85}{5^2} = 0,034.$$

Розподіл навантаження *ТС* подано в табл. 3.7.

Таблиця 3.7 – Навантаження ТС

Прилад	Тип	Клас точності	Навантаження фази, ВА		
Амперметр	Н393	1,5	0,5	–	–
Лічильник активної енергії	СТКЗ	1,0	0,05	–	0,05
Лічильник реактивної енергії	СТКЗ	1,5	0,1	–	
Разом			0,65	–	

Опір проводів [13]:

$$r_{пр} = z_{2ном} - r_{прил} - r_{конт} = 0,6 - 0,034 - 0,05 = 0,516 \text{ Ом}, \quad (3.4)$$

де  $r_{конт}$  – опір контактів, Ом.

Приймаємо контрольний кабель ( $\rho = 0,0283 \text{ Ом} \cdot \text{мм}^2/\text{м}$ ) довжиною  $\ell = 50 \text{ м}$ , [13] з перетином:

$$F_{пров} = \frac{\rho \cdot \ell}{r_{пр}} = \frac{0,0283 \cdot 50}{0,516} = 2,74 \text{ мм}^2. \quad (3.5)$$

Вибираємо контрольний кабель *КВВГ* з перерізом  $4 \text{ мм}^2$ .

Фактичний опір проводу [13]:

$$r_{пр}' = \frac{\rho \cdot \ell}{q_{сн}} = \frac{0,083 \cdot 50}{4} = 0,354 \text{ Ом}.$$

Вторинне навантаження ТС:

$$z_2 = r_{прил.} + r_{конт} + r_{пр}' = 0,034 + 0,05 + 0,354 = 0,438 \text{ Ом}.$$

За [18] вибираємо ТС:

Тип	$U_{ном}, \text{ кВ}$	$U_{ном.роб}, \text{ кВ}$	$I_{ном.}, \text{ А}$	
			сторона ВН	сторона НН
<i>ТФЗМ – 35 Б – 1 (ТА1)</i>	35	35	200	5
<i>ТПЛК10 УЗ (ТА2)</i>	10	10	400	5
<i>ТФЗМ – 35 Б – 1 (ТА3)</i>	35	35	150	5

### 3.2.3 Вибір трансформатора напруги

Процедура підбору трансформаторів напруги базується на дотриманні комплексу технічних вимог, а саме [16]:

- відповідність робочої напруги установки номінальним параметрам

$$U_{уст} \leq U_{ном};$$

- узгодження конструктивного виконання та схеми підключення обмоток;
- забезпечення необхідного класу точності;
- перевірка відповідності сумарного вторинного навантаження номінальній потужності трансформатора  $S_{2\Sigma} \leq S_{ном}$ .

Для реалізації проекту було обрано комплект трансформаторів  $3 \times ЗНОЛП - 10$  [16]. Дана модель забезпечує необхідний для підключення лічильників клас точності 0,5. Номінальна потужність вибраних трансформаторів становить 75 ВА.

Проведемо аналіз сумарної потужності навантаження  $ТН$ : табл. 3.8.

Таблиця 3.8 – Вторинне навантаження  $ТН$

Прилад	Тип/Призначення	Потужність споживання, $S_{ном}, ВА$
Вольтметр $E - 377$	Контроль напруги	3,0
Ватметр $Д - 365$	Вимірювання активної потужності	3,5
Варметр $Д - 365$	Вимірювання реактивної потужності	3,5
Лічильник $EuroAlfa$	Облік енергії	1,6
Разом ( $S_{2\Sigma}$ ):		11,6

Враховуючи, що фактичне вторинне навантаження  $S_{2\Sigma} = 11,6 \text{ ВАС}2\Sigma$ , що не перевищує гранично допустимих значень  $S_{2\Sigma} = 11,6 < 75 \text{ ВА}$ , обране обладнання повністю відповідає вимогам щодо точності вимірювань у заданих умовах експлуатації.

Отже, трансформатор напруги:

Тип	$U_{\text{ном}}, \text{кВ}$	Напруга, В	
		первинна обмотка	вторинна обмотка
$3 \times \text{ЗНОЛП} - 10$	10	10000	100

### 3.2.4 Вибір ізоляторів

Для виконання електротехнічних завдань обрано опорні ізолятори типу  $\text{III} - 10 / 630 - 750 \text{ УХЛ1}$ . Проведемо розрахунок та перевірку їхньої придатності за номінальною напругою та механічною міцністю [16].

1. Перевірка за номінальною напругою. Вибір ізолятора здійснюється за умовою відповідності номінальної напруги ізолятора  $U_{\text{ном}}$  напрузі установки  $U_{\text{уст}}$ :  $U_{\text{уст}} \leq U_{\text{ном}}$ ; для обраного типу:  $U_{\text{ном}} = 10 \text{ кВ}$ ,  $U_{\text{уст}} = 10 \text{ кВ}$ . Умова виконується, отже, ізолятор за класом напруги підібрано коректно.

2. Перевірка на механічну міцність. Допустиме навантаження на головку ізолятора ( $F_{\text{дон}}$ ) визначається коефіцієнтом запасу міцності та руйнівним навантаженням на вигин ( $F_{\text{рив}}$ ):

$$F_{\text{дон}} = 0,6 \cdot F_{\text{рив}} = 0,6 \cdot 750 = 450 \text{ Н}. \quad (3.6)$$

3. Перевірка на електродинамічну стійкість. Розрахункову силу ( $F_{\text{розр}}$ ), що діє на ізолятор при протіканні струмів короткого замикання, розраховуємо за формулою [16]:

$$F_{\text{розр}} = \frac{3 \cdot I_{\text{кз}}^2 \cdot \ell}{a} \cdot 10^{-7} = \frac{3 \cdot 13960^2 \cdot 5}{1} \cdot 10^{-7} = 84,39 \text{ Н}, \quad (3.7)$$

де  $I_{K3}$  – розрахунковий струм  $K3$ ;

$\ell$  – відстань між точками кріплення (проліт),  $m$ ;

$a$  – коефіцієнт схеми,  $m$ .

Оскільки  $F_{розр} < F_{дон}$  ( $84,39 < 450$ ), ізолятори типу  $III-10/630-750$  УХЛ1 успішно проходять перевірку на електродинамічну стійкість при струмах  $K3$ .

Характеристика ізолятора:

Тип	Напруга, $kV$		
	номінальна	допустима	випробувальна
$III-10/630-750$ УХЛ1	10	630	750

### 3.2.5 Вибір трансформаторів власних потреб

Визначення типорозміру трансформаторів власних потреб базується на аналізі сумарного енергоспоживання у всіх експлуатаційних режимах роботи підстанції. Відповідно до галузевих вимог [15], гранично допустима потужність таких трансформаторів становить  $630$   $kVA$ .

Розрахункову потужність споживання ( $S_{розр}$ ) визначають як частку від розрахункової потужності сторони високої напруги ( $S_p^{BH}$ ):

$$S_{розр} = 0,1 \% \cdot S_p^{BH} = 0,001 \cdot 7984,72 = 7,98 \text{ кВА}. \quad (3.8)$$

З огляду на результат, для комплектування системи власних потреб підстанції було обрано два сухі трансформатори типу  $ТСЗ-63/10$ .

### 3.3 Висновки до третього розділу

У розділі було проведено комплексний проектно-конструкторський аналіз електричної мережі та розроблені технічні рішення, які забезпечують необхідний рівень надійності, безпеки та функціональності підстанції в усіх розрахункових режимах роботи.

Проведено розрахунки струмів  $KЗ$  з використанням системи відносних одиниць та методу наближеного приведення параметрів. Отримані дані стали базисом для перевірки термічної стійкості кабелів, яка підтвердила надійність обраних перерізів для всіх сегментів мережі.

Для забезпечення надійної експлуатації в нормальних та аварійних режимах було обрано сучасне обладнання: елегазові та вакуумні вимикачі, автоматичні вимикачі, запобіжники та роз'єднувачі. Проведені перевірки за робочими параметрами гарантують його стійкість до перевантажень та струмів  $KЗ$ .

Для захисту ізоляції обладнання від небезпечних хвиль перенапруг передбачено застосування нелінійних *ОПН*, що забезпечують необхідний рівень безпеки для сторін різної напруги.

Обґрунтовано вибір трансформаторів струму та напруги з урахуванням класів точності та допустимих навантажень вторинних кіл і підтверджено, що фактичне вторинне навантаження не перевищує гранично допустимих значень та забезпечує високу точність комерційного обліку та захисту.

Проведено перевірку опорних ізоляторів, які задовольняють вимоги щодо механічної міцності та електродинамічної стійкості та обрано трансформатори власних потреб, що відповідають галузевим вимогам.

## 4 БЕЗПЕКА ЖИТТЄДІЯЛЬНОСТІ, ОСНОВИ ОХОРОНИ ПРАЦІ

### 4.1 Аналіз небезпек та шкідливих чинників на електроустановках

Об'єктом аналізу є головна понижувальна підстанція (*ГПП*), головним завданням якої є трансформація та розподіл електричної енергії для потреб інструментального заводу. Відповідно до стандартів електробезпеки, цей об'єкт належить до категорії електроустановок з напругою вище 1000 В [19].

Конструктивно, підстанція захищена сітчастими огорожами, що обмежує доступ сторонніх осіб; до експлуатації об'єкта допускається виключно кваліфікований персонал. Згідно з *ПУЕ* [2], територія розміщення відкритих підстанцій класифікується як зона з підвищеною небезпекою ураження електричним струмом.

Електромережа підстанції характеризується як повітряна, три провідна, з ізолюваною нейтраллю. Робочі рівні лінійної напруги становлять 35 кВ та 10 кВ.

**Ризики ураження електричним струмом.** Основними передумовами для виникнення небезпечних ситуацій є [19]:

- прямий контакт: доступ до струмопровідних елементів через пошкодження або відсутність захисних огорож, блокування чи порушення норм висоти підвісу проводів;
- поява напруги на металевих конструкціях: виникає через пробій ізоляції (внаслідок старіння або зносу), перевантаження, комутаційні чи атмосферні перенапруги, або перехід напруги з боку високої напруги на низьку;
- напруга кроку: Виникає при замиканні на землю через обрив струмопроводу або пошкодження кабельної ізоляції;
- залишкова напруга: можлива під час виконання ремонтних робіт через зворотну трансформацію, помилкові комутації, наведену напругу або ємнісні струми.

За рівнем надійності електропостачання споживачі, що обслуговуються даним об'єктом, належать до *II* категорії. Перебої в енергопостачанні для них тягнуть за собою суттєві економічні втрати через зупинку виробничих ліній.

**Пожежна безпека.** Підстанція містить матеріали, що становлять пожежну небезпеку: трансформаторна олива, специфічні ізоляційні компоненти та вибухонебезпечні гази [19].

Класифікація пожеж: Згідно з нормативними вимогами, пожежі на *ГПП* класифікуються як:

Клас «Е»: займання електроустановок;

Клас «В1»: горіння рідких сполук (трансформаторна олива);

Клас «А2»: горіння твердих матеріалів без тління (ізоляція кабелів, обмоток).

Категорія об'єкта: пожежна небезпека підстанції відповідає категорії *B*. Об'єкт належить до зони *II-III*, оскільки тут розміщуються горючі речовини (температура спалаху оливи ( $> 61\text{ }^{\circ}\text{C}$ )).

Критичні показники: Температура верхніх шарів оливи під час роботи не повинна перевищувати  $55\text{ }^{\circ}\text{C}$  (при температурі спалаху понад  $135\text{ }^{\circ}\text{C}$ ).

Головні причини загорянь: механічні дефекти ізоляції, її природне старіння, перегрів контактних з'єднань при перевантаженнях, забруднення оливи.

**Класифікація причин відмов та аварій.** Всі фактори, що призводять до відмов та пожеж, поділяють на дві групи [19]:

1. Природні чинники: грози, блискавки, буревії, стихійні лиха;

2. Антропогенні чинники:

– технічні: недоліки проектування, неправильний вибір ізоляції чи обладнання, відсутність захисного блокування;

– технологічні: помилки персоналу при перемиканнях, ігнорування режимів роботи.

- санітарно-гігієнічні: невідповідні метеорологічні умови, неналежне освітлення, підвищений рівень вібрації, шуму, електромагнітного випромінювання;
- вплив на виробниче середовище: шкідливі виділення – процеси електролізу та плавлення на заводі генерують гази та пил. В аварійних режимах можливе виділення газів із трансформаторної оливи;
- фізичні фактори: силові трансформатори, насоси, компресори та вентилятори створюють шумове та вібраційне навантаження;
- мікроклімат: у більшості приміщень умови визначаються зовнішнім кліматом (за винятком цехів електролізу та ливарного виробництва);
- електромагнітне поле (*ЕМП*): Робота обладнання  $35\text{ кВ}$ ,  $10\text{ кВ}$  та *ЛЕП* є джерелом постійного *ЕМП*. Тривалий вплив полів навіть низької інтенсивності може негативно відобразитися на здоров'ї персоналу (зміни у нервовій системі, порушення функцій організму).

#### **4.2 Заходи з охорони праці від ураження електричним струмом на підстанції**

В електроустановках змінного струму ( $50\text{ Гц}$ ) ключовим фактором безпеки є дотримання нормативних відстаней до елементів, що знаходяться під напругою [19].

Згідно з чинними правилами влаштування електроустановок (*ПУЕ*) [2], існують мінімально допустимі відстані, порушення яких створює загрозу ураження електричним струмом через виникнення електричної дуги:

- при напрузі  $110\text{ кВ}$ : для персоналу безпечна дистанція складає  $1,0\text{ м}$ , для спецтехніки –  $1,5\text{ м}$ .
- при напрузі  $10\text{ кВ}$ : безпечна відстань для людей становить  $0,6\text{ м}$ , для механізмів –  $1,0\text{ м}$ .

Для мінімізації ризиків випадкового контакту на території *ГПП 35/10 кВ* інструментального заводу реалізовано комплекс технічних та організаційних заходів [19]:

1. Обмеження доступу: відкриті струмопровідні елементи розміщені на недосяжній висоті (не менше 6 м для ліній до 1000 В та 7 м для ліній до 110 кВ).

2. Загороджувальні конструкції: встановлено захисні огорожі, а кабельні лінії прокладено в траншеях або зонах, важкодоступних для персоналу.

3. Організаційний контроль: доступ до відкритого розподільчого пристрою здійснюється виключно згідно із затвердженим списком персоналу.

4. Інформаційна безпека: на об'єкті розміщено відповідні попереджувальні, вказівні, приписні та заборонні плакати.

5. Моніторинг: забезпечено регулярний технічний контроль стану ізоляції.

Для мінімізації наслідків випадкової появи потенціалу на корпусах обладнання або виникнення крокової напруги, на *ГПП* передбачено багаторівневу систему захисту [19]:

– контроль ізоляції: проведення вимірювань опору ізоляції згідно з графіком планово-попереджувальних робіт, а також під час введення обладнання в експлуатацію;

– технічні розрахунки: Параметри обладнання підібрані з урахуванням стійкості до струмів короткого замикання;

– релейна автоматика: проваджена система захисту від міжфазних замикань та перевантажень;

– заземлювальний пристрій: металеві частини, які можуть опинитися під напругою через пробій або індуктивний вплив, з'єднані із заземлювальним контуром;

– блискавкозахист: передбачено систему захисту від прямого влучання блискавки, що є критично важливим для запобігання руйнуванням та ураженню персоналу.

Заходи з захисту при випадковій появі напруги на обладнанні підстанції виконані.

В таблицях 4.1 та 4.2 наведено нормативні дані для оцінки безпеки персоналу на підстанції.

Таблиця 4.1 – Нормовані значення напруги дотику  $U_{\text{dot}}$  та струму  $I_{\text{np}}$ , що проходить крізь тіло людини

Характеристика електроустановки	Нормована величина	Тривалість струму, $t, c$						
		0,1	0,2	0,5	0,7	1,0	3,0	> 3
Електроустановки 50 Гц до 1 кВ із ізольованою заземленою нейтраллю; вище 1 кВ до 35 кВ із ізольованою нейтраллю	$U_{\text{dot}}$	500	250	100	75	50	36	36
	$I_{\text{np}}, mA$	500	250	100	75	50	6	6
Електроустановки вище 35 кВ із заземляною нейтраллю	$U_{\text{dot}}, B$	500	400	200	130	100	65	–

Таблиця 4.2 – Допустимі параметри напруги дотику  $U_{\text{dot}}$  та струму  $I_{\text{np}}$  в нормальному режимі роботи

Рід струму	$U_{\text{dot}}, B$	$I_{\text{np}}, mA$
Змінний (50 Гц)	2,0	0,3
Змінний (400 Гц)	3,0	0,4
Постійний	8,0	1,0

### 4.3 Порядок організації оперативної роботи та забезпечення безпеки персоналу на підстанціях

Роботи, пов'язані з оперативними перемикаваннями, технічним обслуговуванням, підготовкою робочих місць, а також наглядом за персоналом,

доручаються працівникам, що мають відповідні повноваження, закріплені розпорядчими документами відділу головного енергетика заводу [19].

Кваліфікаційні рівні персоналу:

– *IV* група з електробезпеки: обов'язкова для старших змін та фахівців, які здійснюють одноосібне обслуговування електроустановок;

– *III* група з електробезпеки: мінімально необхідна для решти працівників оперативної зміни.

Конкретний регламент обслуговування та чисельний склад змін визначаються внутрішніми наказами відділу головного енергетика.

**Процедура огляду та доступу до електроустановок.** Право на самостійний (одноосібний) огляд обладнання мають [19]:

1. Оперативний персонал (з групою допуску *III* і вище), що закріплений за даною установкою.
2. Адміністративно-технічні працівники, які мають *V* групу допуску.

Сторонні особи, які не входять до складу оперативного персоналу, можуть перебувати в електроустановках лише у супроводі відповідального працівника (мінімум *IV* група). Супровідник зобов'язаний забезпечити безпеку цих осіб та контролювати їхню дистанцію до струмоведучих елементів.

Ключові правила безпеки при огляді [19]:

– допускається відкриття щитових конструкцій та пультів керування;  
– заборонено входити в камери чи приміщення, де відсутні захисні бар'єри, а також перетинати огорожувальні конструкції;

– виконання будь-яких технічних робіт під час огляду категорично заборонено.

– комутаційні операції (включення/відключення апаратів) виконуються виключно із застосуванням діелектричних рукавичок;

– у критичних ситуаціях (нещасні випадки) знеструмлення обладнання для порятунку постраждалого проводиться негайно без очікування додаткових дозволів.

**Організаційні та технічні заходи безпеки.** Безпечне виконання робіт гарантується дотриманням чіткої процедури, яка включає:

- належне оформлення нарядів, розпоряджень або регламентів для поточної експлуатації;
- видачу дозволів на підготовку робочих місць;
- повний цикл процедур: допуск до робіт, постійний нагляд, оформлення перерв та завершення робочого процесу.

До списку осіб, відповідальних за безпеку, входять: відповідальні за видачу нарядів, керівники робіт, відповідальні за допуск до робіт, спостерігачі, безпосередні виконавці (члени бригади).

## ЗАГАЛЬНІ ВИСНОВКИ

У кваліфікаційній роботі запропоновано оптимальна система електропостачання інструментального заводу, яка дозволяє забезпечити необхідну надійність.

1. Проведено системний аналіз технічних заходів, спрямованих на зміцнення енергетичної безпеки інструментального заводу та показано, що інтеграція кабельних ліній та автоматизація мережевих вузлів дозволяють радикально знизити частоту аварій.

2. на основі графічного методу та розрахунку координат центру електричних навантажень обґрунтовано раціональне місце розташування головної понижувальної підстанції (ГПП), що дозволило мінімізувати протяжність внутрішніх ліній та, відповідно, скоротити капітальні витрати на кабельну продукцію.

3. На основі обчислених сумарних навантажень обрано два силові трансформатори типу *ТМН – 6300 / 35* та встановлено, що їхня потужність є достатньою для підтримання працездатності підприємства в аварійному режимі з урахуванням допустимих перевантажень.

4. Розраховані та обрані параметри конденсаторних батарей, де, загальна встановлена потужність *KУ* на напрузі *0,4 кВ* склала *1960 кВАр*, що разом із високовольтними установками *УКЛП – 10 (2 × 400 кВАр)* дозволило оптимізувати коефіцієнт потужності, знизити втрати енергії та підвищити залишковий ресурс силового обладнання.

5. Проведено комплексний розрахунок струмів короткого замикання в ключових точках системи, де, на основі отриманих значень ударних струмів виконано перевірку кабельних ліній на термічну та електродинамічну стійкість.

6. Сформовано специфікацію сучасного комутаційного обладнання: елегазових вимикачів *ВГБЕ – 35* та вакуумних вимикачів типу *ВВ / TEL*. Вибрані вимірювальні трансформатори струму (*ТФЗМ, ТОЛ*) та напруги

(НТМИ) забезпечують високий клас точності 0,5 S для комерційного обліку енергії, а встановлення обмежувачів перенапруги гарантує захист ізоляції від атмосферних та комутаційних збурень.

## 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. Правила улаштування електроустановок (ПУЕ). – Київ: ДНАОП. – 2017.
3. ДСТУ EN 50160:2014. Характеристики напруги електропостачання в електричних мережах загального призначення (EN 50160:2010, IDT). — [Чинний від 2014-07-01]. — К. : Мінекономрозвитку України, 2014. – 34 с.
4. ДБН В.2.5-23:2010. Проектування електрообладнання об'єктів цивільного призначення. – К. : Мінрегіонбуд України, 2010. – 103 с.
5. Кухарчук В. В. Моніторинг та діагностика електротехнічного обладнання : навчальний посібник / В. В. Кухарчук, В. Ю. Кучерук, Є. Т. Володарський. – Вінниця: ВНТУ, 2015. – 120 с.
6. Комплексна автоматизація та релейний захист розподільних мереж / О. С. Янковська та ін. – Одеса : ОНПУ, 2018. – 144 с.
7. Методичні вказівки до виконання розділу «Електропостачання промислових підприємств» / уклад. І. В. Коваленко. – Харків : НТУ «ХП», 2019. – 48 с.
9. Системи швидкого введення резервного живлення (БАВР) в промислових мережах / Технічний каталог обладнання. – К.: Енерго-Інвест, 2021. – 24 с.
10. Мілих В. І., Павленко Т. П. Електропостачання промислових підприємств : підручник. – К.: Каравела, 2019. – 480 с.
11. Терешкевич Л.Б. Освітлення промислових споруд та житлових будинків: навчальний посібник [Електронний ресурс] / Л. Б. Терешкевич, О. В. Бабенко. – Вінниця : ВНТУ, 2022. – 123 с.
12. 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>.

13. Сирота О. Г. Основи проектування систем електропостачання: навч. посібник для студентів енергетичних спеціальностей. – Київ: КПІ ім. Ігоря Сікорського, 2021. – 250 с.

14. Шеховцов В. П. Електричне і електромеханічне обладнання: підручник. – К.: Вища школа, 2018. – 412 с.

15. Правила безпечної експлуатації електроустановок споживачів (ПБЕЕС). НПАОП 40.1-1.21-98. – К.: Офіційне видання, 2024.

16. Ковпак В. П. Електропостачання промислових підприємств: довідковий посібник. – Львів: Видавництво Львівської політехніки, 2020. – 320 с.

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

18. 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.

19. 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>.

20. Коваль В.П., Тарасенко М.Г., Буняк О.А., Мовчан Л.Т. Методичні вказівки до виконання кваліфікаційної роботи бакалавра для здобувачів першого рівня вищої освіти за ОПП Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка/ В.П. Коваль, М.Г. Тарасенко, О.А. Буняк, Л.Т. Мовчан – Тернопіль: ТНТУ, 2024. – 50 с. <http://elartu.tntu.edu.ua/handle/lib/45300>.

