

Міністерство освіти і науки України
Тернопільський національний технічний університет імені Івана Пулюя
(повне найменування вищого навчального закладу)
прикладних інформаційних технологій та електроінженерії
(повна назва факультету)
електричної інженерії
(повна назва кафедри)

КВАЛІФІКАЦІЙНА РОБОТА

на здобуття освітнього ступеня

магістр

(назва освітнього ступеня)

на тему: **Розробка заходів зниження втрат електричної енергії
в системі електроспоживання промислового підприємства**

Виконав: студент (ка) 6 курсу, групи ЕЕмз-61

спеціальності 141–

електроенергетика, електротехніка та електромеханіка

(шифр і назва спеціальності)

Макаревич М. І.

(підпис)

(прізвище та ініціали)

Керівник

Буняк О.А.

(підпис)

(прізвище та ініціали)

Нормоконтроль

Вакуленко О.О.

(підпис)

(прізвище та ініціали)

Завідувач кафедри

Тарасенко М.Г.

(підпис)

(прізвище та ініціали)

Рецензент

(підпис)

(прізвище та ініціали)

Тернопіль
2020

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
Тарасенко М. Г.
(підпис) (прізвище та ініціали)
“ 01 ” вересня 2020 р.

**ЗАВДАННЯ
НА КВАЛІФІКАЦІЙНУ РОБОТУ**

на здобуття освітнього ступеня магістр
(назва освітнього ступеня)

за спеціальністю електричної інженерії
(шифр і назва спеціальності)

студенту Макаревич Марії Ігорівні
(прізвище, ім'я, по батькові)

1. Тема роботи Розробка заходів зниження втрат електричної енергії в системі електроспоживання промислового підприємства

Керівник роботи Буняк Олег Андронікович, к.т.н., доцент,
(прізвище, ім'я, по батькові, науковий ступінь, вчене звання)

Затверджені наказом ректора від “01” вересня 2020 р. № 4/7-619

2. Термін подання студентом завершеної роботи 15 грудня 2020 рок

3. Вихідні дані до роботи Однолінійна схема електропостачання. Паспортні дані електроенергетичного обладнання. Графіки добових (річних) навантажень. Дані обліку електричної енергії.

4. Зміст роботи (перелік питань, які потрібно розробити)
Вступ. 1. Аналітичний розділ. 2. Розрахунково-дослідницький розділ. 3. Проектно-конструкторський розділ. 4. Охорона праці та безпека в надзвичайних ситуаціях. Загальні висновки до кваліфікаційної роботи. Перелік посилань.

5. Перелік графічного матеріалу (з точним зазначенням обов'язкових креслень, слайдів)
Картограма електричних навантажень. Однолінійна схема електропостачання підприємства. Схема головної понижувальної підстанції. Структурна схема технологічного обліку електричної енергії. Схема електричних з'єднань та обладнання АСКОЕ

6. Консультанти розділів роботи

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

7. Дата видачі завдання _____ 02 вересня 2020 року _____

КАЛЕНДАРНИЙ ПЛАН

№ з/п	Назва етапів роботи	Термін виконання етапів роботи	Примітка
1	Аналіз літературних джерел та патентний пошук	01.07.20 - 31.07.20	
2	Аналітичний розділ	15.07.20 - 01.08.20	
3	Розрахунково-дослідницький розділ	01.08.20 - 15.09.20	
4	Проектно-конструкторський розділ	15.09.20 - 15.10.20	
5	Заходи з охорони праці та безпеки в надзвичайних ситуаціях	01.10.20 - 15.10.20	
6	Формування пояснювальної записки та плакатів по кваліфікаційній роботі	15.10.20 - 15.12.20	
7	Попередній захист кваліфікаційної роботи	15.12.20 - 20.12.20	

Студент

_____ (підпис)

Макаревич М. І.

_____ (прізвище та ініціали)

Керівник роботи

_____ (підпис)

Буняк О. А.

_____ (прізвище та ініціали)

АНОТАЦІЯ

У кваліфікаційній роботі розглянуті питання впровадження заходів зниження втрат в системі електропостачання промислового підприємства.

На основі розрахунків силового та освітлювального навантаження відділень підприємства визначено кількість цехових трансформаторів з оптимальним розподіленням навантаження.

Розроблено схему внутрішніх електричних мереж на ланках 10кВ для забезпечення рівномірного розподілу навантажень на $РП$ в різних режимах роботи.

Проведено заміну трансформаторів $ГПП$ на меншу потужність з врахуванням зниження втрат на ланках 10кВ цехових трансформаторів.

Проведено вибір пристроїв компенсації реактивної потужності на ланках $0,4\text{кВ}$ цехових підстанцій й на ланці 10кВ $ГПП$ для забезпечення балансу реактивної потужності підприємства та зниження втрат в кабельних лініях.

На основі проведених розрахунків струмів КЗ здійснено вибір та перевірку елементів захисту та автоматики на ланках 110кВ й 10кВ .

Запропоновані заходи з охорони праці та безпеки роботи в надзвичайних ситуаціях.

Ключові слова: електричне навантаження, зменшення втрат, забезпечення надійності.

ЗМІСТ

ВСТУП	6
1 АНАЛІТИЧНИЙ РОЗДІЛ	9
1.1 Аналіз заходів зниження втрат електроенергії в елементах системи електропостачання підприємства	9
1.2 Аналіз системи електропостачання підприємства	15
1.3 Висновки до першого розділу	17
2 РОЗРАХУНКОВО-ДОСЛІДНИЦЬКИЙ РОЗДІЛ	19
2.1 Розрахунок силового та освітлювального навантаження підприємства	19
2.2 Вибір числа та потужності трансформаторів цехових підстанцій	23
2.3 Розрахунок реактивної потужності що вимагає компенсації на стороні 0,4 кВ та вибір НБК	25
2.4 Розрахунок втрат потужності в цехових трансформаторах	28
2.5 Вибір числа та потужності трансформаторів ГПП	32
2.6 Розрахунок втрат потужності в трансформаторах ГПП	35
2.7 Вибір високовольтних БК	35
2.8 Розрахунок перерізів кабельних ліній 10кВ	36
2.3 Висновки до другого розділу	38
3 ПРОЕКТО-КОНСТРУКТОРСЬКИЙ РОЗДІЛ	40
3.1 Розрахунок струмів короткого замикання	40
3.2 Вибір захисного обладнання на ланці 110 кВ	52
3.3 Вибір трансформаторів струму	49
3.4 Вибір захисного обладнання на стороні 10кВ	53
3.5 Висновки до третього розділу	59
4 ОХОРОНА ПРАЦІ ТА БЕЗПЕКА В НАДЗВИЧАЙНИХ СИТУАЦІЯХ	61
4.1 Розрахунок занулення та пропозиції щодо захисних засобів при експлуатації електроустановок	61
4.2 Підвищення стійкості роботи підприємства в умовах надзвичайних	

ситуацій	64
ЗАГАЛЬНІ ВИСНОВКИ	67
ПЕРЕЛІК ПОСИЛАНЬ	68

ВСТУП

Актуальність теми. Розвиток енергетики країни зумовило перехід на ринкові відносини щодо цін на енергоносії. Тому промислові підприємства приділяють особливу увагу зниженню затрат в системах електропостачання та електроспоживання [1, 2].

Процеси розвитку, зміни технологічних процесів, розширенню виробництва підприємства призводить до постійного ускладнення внутрішніх електричних мереж ланок 10кВ та $0,4\text{кВ}$ [1, 3].

Тому, актуальним питанням залишається, в залежності від існуючих схем зовнішнього та внутрішнього систем електропостачання, застосовувати оптимальні заходи щодо зниження втрат електроенергії.

Мета і завдання дослідження. Метою кваліфікаційної роботи є розробка заходів зниження втрат електроенергії в системі електропостачання підприємства.

Відповідно до вказаної мети розв'язувались наступні завдання:

– на основі розрахунків силового та освітлювального навантаження відділень підприємства визначити кількість цехових трансформаторів та оптимально розподілити навантаження;

– розробити схему внутрішніх електричних мереж на ланках 10кВ для забезпечення рівномірного розподілу навантажень на *РП* в різних режимах роботи;

– обґрунтувати необхідність та провести заміну трансформаторів *ГПП* на меншу потужність з врахуванням зниження втрат на ланках 10кВ цехових трансформаторів;

– провести вибір пристроїв компенсації реактивної потужності на ланках $0,4\text{кВ}$ цехових підстанцій й на ланці 10кВ *ГПП* для забезпечення балансу реактивної потужності підприємства та зниження втрат в кабельних лініях;

– на основі проведених розрахунків струмів КЗ здійснити вибір та перевірку елементів захисту та автоматики на ланках 110кВ й 10кВ;

– провести вибір обладнання та запропонувати структурну схему реалізації технологічного обліку електричної енергії на підприємстві.

Об’єкт дослідження – процеси розподільних трансформаторів та режими споживання електроенергії.

Предмет дослідження – заходи зниження втрат потужності від зміни електроспоживання між системою електропостачання та споживачами.

Наукова новизна отриманих результатів.

– отримало подальший розвиток застосування заходів зниження втрат електроенергії в системі електропостачання підприємства.

Практичне значення отриманих результатів. Заходи зниження експлуатаційних і технічних складових втрат в системі електропостачання підприємства дозволить підвищити надійність роботи.

Апробація.

Результати досліджень за темою кваліфікаційної роботи були представлені на VIX Міжнародна науково-технічна конференція молодих учених та студентів „Актуальні задачі сучасних технологій“ (25-26 листопада 2020 року), Тернопіль, Тернопільський національний університет імені Івана Пулюя.

Структура роботи. Робота складається зі вступу, 4 розділів, висновків, переліку посилань (23 найменувань).

Загальний обсяг текстової частини – 70 сторінка, 19 таблиць, 5 рисунків.

1 АНАЛІТИЧНИЙ РОЗДІЛ

1.1 Аналіз заходів зниження втрат електроенергії в елементах системи електропостачання підприємства

На сучасному етапі розвитку електроенергетичної галузі питання зниження втрат розв'язується на основі аналізу балансів виробництва та споживання електричної енергії [1, 2]. Основний метод – експертних оцінок, який базується на достовірності інформації щодо споживання електричної енергії.

Створення нових об'єктів та модернізація системи електропостачання існуючих призводить до зростання абсолютних та відносних втрат [2].

Аналіз джерел [1-10] дозволяє встановити основні групи щодо заходів зниження втрат [2-4]:

1. Режимні. Передбачають забезпечення оптимальних режимів роботи електричного обладнання та, відповідно, навантажень ланок 10кВ та $0,4\text{кВ}$ трансформаторних цехових підстанцій; відключення частини трансформаторів в періоди низьких навантажень; своєчасне перемикання відгалужень ГПП.

Мережі 10кВ характеризуються відносною простотою схеми кожної лінії та великою кількістю таких ліній і, відповідно, низькою достовірністю інформації про навантаження трансформаторів [6].

Режимні заходи, або експлуатаційні, як вказується в ряді літературних джерел [2, 6, 8, 9], не передбачають додаткових затрат та виконуються першочергово. Але, для застосування цих заходів, необхідно провести точні розрахунки, що в багатьох випадках є складно [4, 6].

Мережі 10кВ більшості промислових підприємств характеризуються простотою схеми кожної ланки, але великою кількістю таких ланок та складністю схемного представлення в загальному, що призводить до низької достовірності даних щодо навантаження трансформаторів [6]. Одним із варіантів

точного проведення розрахунків в сучасних умовах є представлення ланок еквівалентними опорами [6].

В цьому випадку втрати за навантаженням визначаються за двома варіантами, де, в першому випадку – відомі коефіцієнти форми графіків складових потужності k_P та k_Q , а в другому – значення струмових навантажень I_{\max} [5, 6]:

$$\Delta W_n = \frac{W_P^2 \cdot k_P^2 + W_Q^2 \cdot k_Q^2}{U_{екв}^2} \cdot R_{екв} \cdot T, \quad (1.1)$$

або

$$\Delta W_n = 3 \cdot I_{\max}^2 \cdot \tau \cdot R_{екв}, \quad (1.2)$$

Особливістю застосування вказаного методу для ланок 10кВ цехових трансформаторів є необхідність відносно однакового завантаження. В цьому випадку значення еквівалентного опору ланок ліній 10кВ визначають за виразом виду [6]:

$$R_{екв} = \frac{\sum_{i=1}^n S_{Ti}^2 \cdot R_{Ли} + \sum_{j=1}^m S_{Tj}^2 \cdot R_{Tj}}{S_{сум}^2}, \quad (1.3)$$

де S_{Ti} – сумарна потужність цехових трансформаторів (ЦТ), що належать до i – i ланки з опором $R_{Ли}$;

n – число ділянок ліній;

S_{Tj} – номінальна потужність i – го ЦТ з опором R_{Tj} ;

m – число ЦТ;

Недоліком методу еквівалентного опору є суттєве ускладнення розрахунків при великій кількості ліній. В цьому випадку ряд джерел [4-8] пропонують використовувати регресійні залежності, в яких представлені параметри лінії: переріз дроту, довжина ланки, схема розгалужень.

В практичних розрахунках втрат найбільш поширено використання залежності [6]:

$$R_{екв} = R_2 + \frac{a_1 \cdot l_m^a + a_2 \cdot l_m^c + a_3 \cdot l_0^a + a_4 \cdot l_0^c}{F_m}, \quad (1.4)$$

де R_2 – опір головної ланки лінії;

l_m^a, l_m^c – сумарні довжини ланок магістралі;

F_m – перерізи дротів магістралі;

a_1, a_2, a_3, a_4 – табличні коефіцієнти.

Використання запропонованого методу дозволяє при розрахунку втрат на ланках 10кВ не перевищувати похибку 5% [6].

Як правило, при схемній реалізації на промислових підприємствах використовується глибоке секціонування на всіх рівнях напруги. Відповідно, виникає нерівномірність навантаження на секціях шин, що призводить до різниці напруги на секціях і в результаті – додаткові втрати. Для зниження цих втрат [3, 5, 6, 8] варто виконувати перевірку рівномірності навантаження та, головне, проводити підключення навантаження через секційні перемикачі до різних секцій в залежності від режимів роботи електричного обладнання. Крім цього це дозволить знизити перетікання потужності через секційний апарат до мінімуму.

Знизити втрати в лініях 10кВ та 0,4кВ без додаткових затрат можливо досягти не залишаючи в ланках тільки резервних ліній [4]. Також, в ряді джерел [5, 6] рекомендовано ввімкнення ЦТ на постійну паралельну роботу при технічній можливості реалізації, особливо при присутності електричного обладнання I та II категорії за надійністю електропостачання.

2. Організаційні. Передбачають скорочення витрат на основі впровадження надійних систем обліку електричної енергії та підвищення програмної реалізації таких систем для точного обліку, в першу чергу, реактивної складової [9, 11].

В ряді джерел [8-11] такі втрати називають комерційними втратами. При проведенні аналізу втрат на практиці використовують представлення виду [2]:

$$\Delta W_{KB} = \Delta W_{HB} + \Delta W_{TB} + \Delta W_{IP}, \quad (1.4)$$

де ΔW_{HB} – втрати на неточність експлуатаційні вимірювань;

ΔW_{TB} – втрати неточності засобів вимірювання;

ΔW_{IP} – втрати прямих розкрадань.

Втрати на неточність експлуатаційних вимірювань можна знизити за рахунок розширення кіл обліку технологічних втрат на підприємстві. Це вимагає встановлення лічильників не тільки на *РП* а й на окремих *ТП*. Така реалізація вимагає додаткових затрат на встановлення трансформаторів струму та напруги, які повинні відповідати технічним вимогам.

Крім цього, накладаються вимоги на програмне забезпечення для реалізації автоматизованої системи обліку, що визвано зі скороченням часу проведення вимірювання затрат активної та реактивної потужності (з 30 хвилин до 10 хвилин) [9]. Покращити технологічний облік можливо за рахунок створення локальних (різнорівневих) центрів обліку на основі обладнання великої потужності [11]. Це дозволить проводити співставлення витрати потужності з обсягом продукції, що виготовляється.

Зниження втрат щодо неточності засобів вимірювання вимагають проводити правильний вибір не тільки засобів обліку за класом точності а й вимірювальних трансформаторів із аналізом відповідності вимогам ППЕ та державним стандартам [11].

Втрати від прямого розкрадання в колах обліку або в інформаційних системах передачі облікових даних можна знизити за рахунок впровадження багаторівневих систем захисту від несанкціонованого доступу, що ускладнює роботу автоматизованої системи обліку та програмну реалізацію [9].

Надійні системи обліку електричної енергії для контролю параметрів електроспоживання виконуються в різному конструктивному виконанні та програмним забезпеченням, але в будь-якому виконанні повинні забезпечувати

[9, 11]:

- зниження комерційних затрат на основі підвищення точності обліку електричної енергії за рахунок автоматизації процесів збору, передачі, обробки даних з точок обліку;

- забезпечення роботи всіх елементів із суміжними системами в реальному масштабі часу;

- забезпечення аналізу та контролю режимів за графіками навантажень;

- оперативний контроль лічильників і каналів передачі даних.

3. Технічні. Передбачають скорочення витрат за рахунок встановлення засобів компенсації реактивної потужності; заміну трансформаторів для забезпечення оптимальних навантажень з найменшими втратами згідно технологічного процесу; заміна проводів на лініях електропостачання [1-4, 5-8].

Як правило [2-10], на підприємствах споживання великих значень потужності, компенсація реактивної складової здійснюється на ланці ГПП для забезпечення балансу реактивних перетоків між системою та необхідною величиною реактивної складової для підприємства. Для зниження втрат та обмеження навантаження на високовольтні батареї конденсаторів (ВБК) доцільно [4, 5] паралельно встановлювати компенсуючі пристрої на ланках $0,4\text{кВ}$, що дозволить знизити втрати в кабельних лініях, забезпечити роботу електричного обладнання з оптимальним коефіцієнтом потужності, покращити показники якості електроенергії.

Зниження втрат за рахунок заміни трансформаторів доцільно використовувати в двох випадках: по перше – при зниженні загального навантаження проводити заміну трансформаторів ГПП, що призводить до зниження постійних втрат в трансформаторах; по друге – при зниженні часових навантажень протягом доби перемикає групу трансформаторів з низьким навантаженням на встановлений один трансформатор з оптимальною загальною потужністю для цього режиму [2, 4]. Вказаний підхід реалізовується співвідношенням [3]:

$$S_{cp} = S_{ном} \cdot \sqrt{\frac{2 \cdot P_0}{P_{кз}}} \quad (1.5)$$

де P_0 та $P_{кз}$ – відповідно, втрати XX та $KЗ$ трансформатора;

$S_{ном}$ – номінальна потужність трансформатора.

Аналіз застосування заходів зниження втрат за рахунок заміни проводів [4-8] показав необхідність прийняття рішень на основі економічних чинників, зокрема, коли затрати на заміну є меншими від величини зниження втрат електричної енергії.

Аналіз показав [5-8], що найбільш оптимальними заходами щодо зниження втрат в лініях електропередачі потужності є [8]:

- зменшення ланок ПЛ та перехід на кабельні лінії (КЛ);
- скорочення довжини ланок КЛ за рахунок максимального наближення електричного обладнання до ЦТ (розміщення ЦТ в цехах виробництва);
- розміщення компенсувальних пристроїв на ланках $0,4кВ$ із використанням групової компенсації.

Зрозуміло, що технічні засоби зниження втрат вимагають залучення додаткових коштів.

Аналіз показав [1-4], що для прийняття рішень для промислового підприємства, на основі аналізу добового навантаження, необхідно застосовувати найбільш ефективні варіанти заходи зниження втрат електричної енергії. Основним оціночним значенням є найменша величина приведених затрат. Оптимальний термін окупності становить як правило 8,3 роки. Встановлені зведені затрати повинні бути меншими нормативного терміну окупності, що забезпечує ефективність застосування заходу зниження втрат.

На практиці вказаний підхід [1] реалізовується оцінкою терміну окупності з використанням залежності:

$$T_o = \frac{K}{\Delta C} = \frac{K}{\Delta C_e - \Delta C_a} \quad (1.6)$$

В цьому випадку здійснюється порівняння величини зниження затрат коштів на витрати електроенергії ΔC_e зі значенням зростання затрат на амортизацію ΔC_a . Щорічні затрати коштів повинні окупитися за менший термін, ніж нормативний термін окупності капітальних затрат T_o . Оптимальний варіант повинен мати мінімальні зведені втрати електричної енергії [1].

Обґрунтування розрахункових втрат електроенергії вимагає дослідження та аналізу наступних чинників [4]:

- здійснити аналіз роботи мережі та оцінити елементи з найбільшими втратами для розрахунку втрат;
- провести вибір заходів по зниженню втрат з врахуванням початкових витратних коштів та розрахувати величину втрат електричної енергії після впровадження заходів;
- провести порівняння приведених затрат та вибір заходів, що мають найнижчі приведені втрати.

1.2 Аналіз системи електропостачання підприємства

Підприємство – завод електроапаратури отримує живлення від районної трансформаторної підстанції. Враховуючи, що на підприємстві електричне обладнання відноситься до I та II категорії за надійністю, електропостачання здійснюється двома повітряними лініями від двох трансформаторної підстанції потужністю 16000кВА кожен з вбудованим блоком регулювання напруги під навантаженням. Відстань до підприємства становить 40км.

З енергосистемою погоджений рівень реактивної потужності.

Розподільні цехові підстанції знаходяться на території цехів. Живлення від ГПП здійснюється кабельними лініями.

Більшість споживачів відносяться до I та II категорії стосовно надійності електропостачання. До I категорії відносяться високовольтні споживачі:

– індукційні печі (ІП), які працюють з повторно-короткочасних режимах з різкозмінним коливанням струму. Тому, електропостачання ІП необхідно проводити від секцій шин низької напруги ГПП. Характеристики: $S_{ном} = 1,3 МВА$; $U_{ном} = 10 кВ$; $\cos \varphi = 0,7$; $X_m = 0,42$;

– синхронні двигуни типу СДН-14-44-10 з характеристиками: $U_{ном} = 6000 В$; $P_{ном} = 600 кВт$; $Q_{ном} = 385 кВАр$.

Для підключення СД встановлені знижувальні трансформатори на напругу 10кВ типу ТМ-1000-10/6кВ;

– асинхронні двигуни типу А4-85/62-8УЗ з характеристиками: $P_{ном} = 500 кВт$; $\eta = 94\%$; $\cos \varphi = 0,85$.

Електропостачання ЦТ здійснюється кабельними лініями. ЦТ знаходяться поблизу цехів з відповідним електричним обладнанням. Освітлювальне навантаження відділень виконано за допомогою джерел світла на основі ламп ДРЛ та ЛЛВТ. Освітлювальне навантаження виконане згідно стандартів та вимог ПУЕ та не вимагає заміни, враховуючи мінімальні втрати потужності в порівнянні з загальною потужністю силового навантаження. Тому, проводимо повірочний розрахунок.

На підприємстві компенсація реактивної складової потужності здійснюється на стороні 10кВ секційних шин ГПП з використанням системи автоматичного регулювання.

На підприємстві на ГПП здійснюється виключно комерційний облік електричної енергії, звідки дані передаються на диспетчерський пункт РЕМ.

Характеристика навантаження.

Для вибору заходів щодо зниження втрат електроенергії та забезпечення надійності роботи системи електропостачання, здійснення необхідних розрахунків проведено аналіз графіку добового навантаження підприємства на рисунку 1.1.

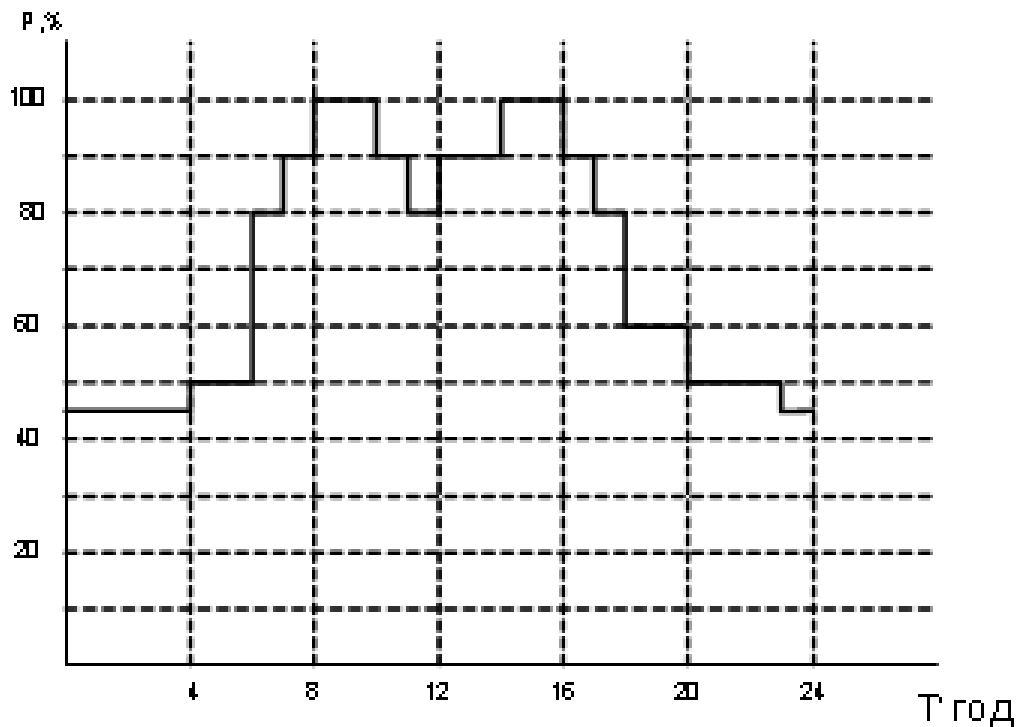


Рисунок 1.1 – Добовий графік електропостачання підприємства.

1.3 Висновки до першого розділу

Аналіз системи електропостачання підприємства показав необхідність впровадження заходів щодо зниження втрат електроенергії. Для цього необхідно:

- на основі розрахунків силового та освітлювального навантаження відділень підприємства визначити кількість цехових трансформаторів та оптимально розподілити навантаження;

- розробити схему внутрішніх електричних мереж на ланках 10кВ для забезпечення рівномірного розподілу навантажень на РП в різних режимах роботи;

- обґрунтувати необхідність та провести заміну трансформаторів ГПП на меншу потужність з врахуванням зниження втрат на ланках 10кВ цехових трансформаторів;

– провести вибір пристроїв компенсації реактивної потужності на ланках $0,4\text{кВ}$ цехових підстанцій й на ланці 10кВ ГПП для забезпечення балансу реактивної потужності підприємства та зниження втрат в кабельних лініях;

– на основі проведених розрахунків струмів КЗ здійснити вибір та перевірку елементів захисту та автоматики на ланках 110кВ й 10кВ .

2 РОЗРАХУНКОВО-ДОСЛІДНИЦЬКИЙ РОЗДІЛ

2.1 Розрахунок силового та освітлювального навантаження підприємства

З аналізу системи електропостачання заводу виробництва електричного обладнання для прийняття заходів щодо зниження втрат на ланках 10кВ та 0,4кВ необхідно провести розрахунки силового та освітлювального обладнання.

Розрахунки проводимо за методом коефіцієнта використання з визначенням максимального розрахункового навантаження за відділеннями та цехами за сумарними значеннями потужності без вказування числа та потужності окремих електроприймачів за формулами [13, 14]:

$$P_M = K_B \cdot P_H, \text{кВт}, \quad (2.1)$$

$$Q_M = P_M \cdot \text{tg} \varphi, \text{кВАр}, \quad (2.2)$$

де K_B – коефіцієнт використання за даними технологічного процесу;

P_H – номінальна потужність навантаження цехів, кВт.

Результати розрахунків представлені в таблиці 2.1.

Таблиця 2.1 – Результати розрахунку силового навантаження

№ з/п	Назва цеху, відділення	$P_H, \text{кВт}$	K_B	$\cos \varphi$	$\text{tg} \varphi$	$P_M, \text{кВт}$	$Q_M, \text{кВАр}$
Навантаження 10кВ							
1.	Синхронні двигуни (4)	1800	0.75	0.8	0.75	1800	1350.0
2.	Індукційні печі (2)	2600	0.45	0.7	1.0	1170	1181.7
3.	Асинхронні двигуни (2)	1000	0.75	0.85	0.61	750	1457.5
Навантаження 0,4кВ							
1.	Цех азбестоцементних плит	350	0.4	0.1	9.94	143.5	1424.4
2.	Штампувальний цех	1000	0.35	0.8	0.75	350	262.5
3.	Інструментальний цех	750	0.4	0.65	0.17	285	48.5
4.	Зварювальний цех	3100	0.4	0.65	0.17	1085	184.5

– продовження таблиці 2.1

5.	Цех магнітних елементів	4200	0.4	0.65	0.17	1680.0	285.6
6.	Гальванічний цех	900	0.65	0.78	0.8	585.0	468.0
7.	Цех пластмас	1800	0.5	0.75	0.86	990.0	861.3
8.	Ремонтно-механічний цех	410	0.3	0.6	0.17	123.0	20.9
9.	Склад продукції	85	0.25	0.55	1.73	21.3	36.8
10.	Станція нейтралізації	120	0.8	0.9	0.5	102.3	49.0
11.	Насосна	180	0.75	0.8	0.6	135.1	82.4
12.	Апаратний цех	600	0.35	0.6	0.17	210.0	35.8
13.	Компресорна	250	0.75	0.75	0.75	187.3	140.6
14.	Відділення очищення	40	0.75	0.9	0.45	31.1	14.0
15.	Електричний цех	270	0.4	0.75	1.0	108.0	109.0
16.	Склад кислот	30	0.5	0.6	1.33	16.0	21.2
17.	Столова	215	0.5	0.75	0.75	107.5	80.7
18.	Лабораторія	120	0.4	0.75	0.75	48.0	36.0
19.	Склад відходів	70	0.25	0.6	1.7	17.5	30.3
20.	Відділення управління	110	0.4	0.75	0.75	44.0	33.0
21.	Коридори	10	0.8	0.9	0.5	8.5	4.1
22.	Гаражі	80	0.5	0.7	0.17	40.0	6.8

Розрахунок освітлювального навантаження проводимо за: розміщенням обладнання; конструктивними особливостями джерел світла; будівельних планів відділень.

При виборі освітлювального обладнання враховували надійність, стабільність, довговічність, характеристики світильників.

Для забезпечення рівномірності освітленості враховували: відстань світильників за довжиною та шириною приміщення; відстань крайніх рядів світильників від стін та/або колон (приймаємо $0,3 \div 0,5$ від відстані між рядами світильників); схеми розміщення світильників [15].

Світлотехнічний розрахунок проводимо методом питомих потужностей. Проведемо розрахунок на прикладу цеху відходів. За заданою висотою приміщення цеху (H), визначаємо розрахункову величину за формулою [15]:

$$h_p = H - h_3 - h_H, \quad (2.3)$$

де h_3 – висота звісу світильника: для ламп ДРЛ приймаємо: $h_3 = 0,3 \text{ м}$;

h_H – висота площі нормування освітленості, $h_H = 0 \text{ м}$.

$$h_p = 6 - 0,3 - 0 = 5,7 \text{ м}.$$

Вибираємо розряд зорових робіт (VIII), необхідна освітленість складає $E_n = 50 \text{ лк}$. Коефіцієнт запасу приймаємо: $K_3 = 1,8$. Вибираємо тип КСС – ДЗ.

Для ламп вибираємо питому потужність з таблиць [15] світильника $W_{\text{табл.пит}} = 5,5 \text{ Вт} / \text{м}^2$.

Приводимо питому потужність до реальних параметрів освітлення за формулою:

$$W_{\text{пит}} = \frac{W_{\text{табл}} \cdot E_n \cdot K_3}{K_{3,\text{табл}} \cdot E_{\text{табл}} \cdot \eta_{\text{СВ}}} = \frac{5,5 \cdot 50 \cdot 1,8}{1,5 \cdot 100 \cdot 0,7} = 4,71 \text{ Вт} / \text{м}^2, \quad (2.4)$$

де $\eta_{\text{СВ}}$ – к.к.д світильника, приймаємо $\eta_{\text{СВ}} = 0,7$.

Визначаємо максимальну активну потужність за формулою [15]:

$$P_{\text{м.о}} = W_{\text{пит}} \cdot F_{\text{П}}, \quad (2.5)$$

де $F_{\text{П}}$ – площа приміщення, м^2 .

$$P_{\text{м.о}} = 4,71 \cdot 6552 \cdot 10^{-3} = 30,89 \text{ кВт}.$$

Реактивну максимальну потужність визначаємо за коефіцієнтом потужності: для ламп ДРЛ $\cos \varphi = 0,53$, $\text{tg} \varphi = 1,6$; для ламп ЛЛ $\cos \varphi = 0,94$, $\text{tg} \varphi = 0,36$:

$$Q_{\text{м.о}} = P_{\text{м.о}} \cdot \text{tg} \varphi, \quad (2.6)$$

$$Q_{\text{м.о}} = 30,89 \cdot 1,6 = 49,42 \text{ кВАр}.$$

Розрахунки для інших цехів проводимо аналогічно та заносимо в таблицю 2.2.

Таблиця 2.2. – Результати розрахунків освітлювального навантаження

№ з/п	Назва цеху	$W_{табл.лит'}$, $Bm / м^2$	$W_{р.лит'}$, $Bm / м^2$	$\cos \varphi$	$tg \varphi$	Площа цеху, $м^2$	$P_{м.0}$, кВт	$Q_{м.0}$, кВАр
1.	Цех азбестоцементних плит	5	14.3	0.53	1.6	1706.2	24.4	39.0
2.	Штампувальний цех	5	14.3	0.53	1.6	4968.7	71.0	113.5
3.	Інструментальний цех	5	14.3	0.53	1.6	3312.0	47.3	75.7
4.	Зварювальний цех	5.5	4.7	0.53	1.6	13437.0	63.3	101.2
5.	Цех магнітних елементів	5.5	15.7	0.53	1.6	11250.0	176.6	282.6
6.	Гальванічний цех	5	14.3	0.53	1.6	1812.5	25.9	41.4
7.	Цех пластмас	5	14.3	0.53	1.6	5631.0	80.4	128.6
8.	Ремонтно-механічний цех	5	14.3	0.53	1.6	656.0	9.4	15.0
9.	Склад продукції	5	4.3	0.53	1.6	1269.0	5.4	8.7
10.	Станція нейтралізації	4.5	10.7	0.53	1.6	312.5	3.4	5.3
11.	Насосна	5	10.7	0.53	1.6	469.0	5.0	8.0
12.	Апаратний цех	5.5	15.7	0.53	1.6	3562.0	56.0	89.5
13.	Компресорна	5	10.7	0.53	1.6	625.0	6.7	10.7
14.	Відділення очищення	4.5	9.6	0.94	0.36	469.0	4.6	1.6
15.	Електричний цех	5	14.3	0.53	1.6	656.0	9.4	15.0
16.	Склад кислот	4.5	3.83	0.94	0.36	250.0	1.0	0.4
17.	Столова	4.5	18.2	0.53	1.6	938.0	17.1	27.3
18.	Лабораторія	4.5	18.0	1.0	0.3	625.0	11.0	4.1
19.	Склад відходів	5	4.3	0.53	1.6	844	3.6	5.8
20.	Відділення управління	4.5	18.0	1.0	0.3	625.0	11.0	4.1
21.	Коридори	2.7	10.8	1.0	0.3	56.0	0.6	0.2
22.	Гаражі	5	20.2	0.53	1.6	850.0	17.2	27.6

Сумарне розрахункове навантаження представлено в таблиці 2.3.

Таблиця 2.3. – Результати розрахунків навантаження цехів

№ з/п	Назва	Освітлювальне навантаження		Силове навантаження		Сумарне навантаження		
		$P_{м.0}$, кВт	$Q_{м.0}$, кВАр	$P_{м.с}$, кВт	$Q_{м.с}$, кВАр	$P_{р.Σ}$, кВт	$Q_{р.Σ}$, кВАр	$S_{м.Σ}$, кВА
Навантаження 10 кВ								
1.	Синхронні двигуни (4)	1800	1350			1800	1350	2250.0
2.	Індукційні печі (2)	1170	1181.7			1170	1181.7	1662.9
3.	Асинхронні двигуни (2)	750	457.5			750	457.5	878.5
Навантаження 0,4 кВ								
1.	Цех азбестоцементних плит	24.4	39.0	143.5	1424.4	167.9	1463.4	1473.0
2.	Штампувальний цех	71.0	113.5	350	262.5	421.0	376.0	564.5
3.	Інструментальний цех	47.3	75.7	285	48.5	332.3	124.2	354.8
4.	Зварювальний цех	63.3	101.2	1085	184.5	1148.3	285.7	1183.3
5.	Цех магнітних елементів	176.6	282.6	1680.0	285.6	1856.6	568.2	1941.6
6.	Гальванічний цех	25.9	41.4	585.0	468.0	610.9	509.4	795.4
7.	Цех пластмас	80.4	128.6	990.0	861.3	1070.4	989.9	1458.0
8.	Ремонтно-механічний цех	9.4	15.0	123.0	20.9	132.4	35.9	137.2
9.	Склад продукції	5.4	8.7	21.3	36.8	26.7	45.5	52.8
10.	Станція нейтралізації	3.4	5.3	102.3	49.0	105.7	54.3	118.8
11.	Насосна	5.0	8.0	135.1	82.4	140.1	90.4	166.7
12.	Апаратний цех	56.0	89.5	210.0	35.8	266.0	125.3	294.0
13.	Компресорна	6.7	10.7	187.3	140.6	194.0	151.3	246.0
14.	Відділення очищення	4.6	1.6	31.1	14.0	35.7	15.6	39.0
15.	Електричний цех	9.4	15.0	108.0	109.0	117.4	124.0	170.8
16.	Склад кислот	1.0	0.4	16.0	21.2	17.0	21.6	27.5
17.	Столова	17.1	27.3	107.5	80.7	124.6	108.0	164.9
18.	Лабораторія	11.0	4.1	48.0	36.0	59.0	40.1	71,3
19.	Склад відходів	3.6	5.8	17.5	30.3	21.1	36.1	41,8
20.	Відділення управління	11.0	4.1	44.0	33.0	55.0	37.1	66,3
21.	Коридори	0.6	0.2	8.5	4.1	9.1	4.3	10,1
22.	Гаражі	17.2	27.6	40.0	6.8	57.2	34.4	66,7

2.2 Вибір числа та потужності трансформаторів цехових підстанцій

Для вибору оптимальної кількості цехових трансформаторів проведемо аналіз за потужністю, площею цехів та їх розміщенням для мінімізації втрат в лініях 0,4кВ. Результати аналізу розподілу навантаження за цеховими трансформаторами з мінімізацією втрат на ланках 0,4кВ зводимо в таблицю 2.3 [14].

Таблиця 2.3 – Результати аналізу розподілу навантаження за цеховими трансформаторами з мінімізацією втрат на ланках 0,4кВ

Номер ТП	Номера цеху	Навантаження за цехами				$n_{тр}$	$S_{тр}$, кВА	K_3
		$P_{м.ц}$, кВт	$P_{м.Σ}$, кВт	$Q_{м.ц}$, кВАр	$Q_{м.Σ}$, кВАр			
1	5	1856.6		568.2				
					4	630	0.73	
			1856.6					
				568.2				
2	4	1148.3		285.7				
	6	610.9		509.4		4	630	0.7
			1759.2					
				795.1				
3	1	167.9		1463.4				
	2	421.0		376.0				
	9	26.7		45.5				
	19	21.1		36.1		2	400	0.79
				636.7				
				1921.0				
4	10	105.7		54.3				
	11	140.1		90.4				
	13	194.0		151.3				
	14	35.7		15.6				
	16	17.0		21.6				
	22	57.2		34.4		2	400	0.7
				549.7				
				353.6				
5	8	132.4		35.9				
	15	117.4		124.0				
	17	124.6		108.0				
	18	59.0		40.1				
	20	55.0		37.1				
	21	9.1		4.1		1	630	0.7
				497.5				
				349.2				
6	3	332.3		124.2				
	7	1070.4		989.9				
	12	266.0		125.3		4	630	0.7
				1668.7				
				1239.4				

Згідно даних результатів за таблицею 2.3 встановлюємо трансформатори потужністю 400кВА та 630кВА [14].

Визначаємо мінімальне число цехових підстанцій згідно формули [14]:

$$N_{\min} = \frac{P_{M\Sigma}}{K_3 \cdot S_{\text{ном}}} + \Delta N, \quad (2.7)$$

де $P_{M\Sigma}$ – сумарна потужність цехів, де встановлені трансформатори однієї потужності кВт.

K_3 – коефіцієнт завантаження трансформатора;

$S_{\text{ном}}$ – номінальна потужність трансформатора, кВА;

ΔN – додаток до цілого числа.

Оптимальне число трансформаторів визначаємо за формулою [14]:

$$N_{\text{опт}} = N_{\min} + m, \quad (2.8)$$

де m – додаткове число трансформаторів.

Число трансформаторів потужністю 630кВА становить:

$$N_{\min}^{630} = \frac{5782,3}{0,73 \cdot 630} = 12,57 + 0,43 = 13; N_{\text{опт}} = 13 + 0 = 13.$$

Число трансформаторів потужністю становить 400кВА:

$$N_{\min}^{400} = \frac{1185,4}{0,77 \cdot 400} = 3,84 + 0,16 = 4; N_{\text{опт}} = 4 + 0 = 4.$$

Проведені розрахунки відповідають оптимальній кількості трансформаторів з мінімальними втратами (таблиця 2.3).

2.3 Розрахунок реактивної потужності що вимагає компенсації на стороні 0,4 кВ та вибір НБК

Сумарну розрахункову потужність батареї компенсації низької напруги (НБК) цехових трансформаторів визначаємо за формулою [12]:

$$Q_{HK} = Q_{HK1} + Q_{HK2} , \quad (2.9)$$

де Q_{HK1} – сумарна потужність *НБК*, які знаходимо з формули [12]:

$$Q_{HK1} = Q_p - Q_{\max.m} , \quad (2.10)$$

де $Q_{\max.m}$ – найбільша реактивна потужність, що необхідно передати через трансформатори визначеної потужності в мережі 0,4кВ, визначаємо за формулою [12]:

$$Q_{\max.m} = \sqrt{(K_3 \cdot N_{opt} \cdot S_{ном})^2 - P_p^2} , \quad (2.11)$$

де N_{opt} – оптимальне число трансформаторів;

K_3 – коефіцієнт завантаження трансформаторів;

$S_{ном}$ – потужність трансформаторів;

Q_{HK2} – значення додаткової потужності, яку розраховуємо за формулою [13]:

$$Q_{HK2} = Q_{\max.m} - \gamma \cdot N_{opt} \cdot S_{ном} , \quad (2.12)$$

де γ – коефіцієнт, який для двоступінчастої схеми електропостачання та віддаленості *ТП* від головної понижувальної підстанції (*ГПП*) [12]: якщо *ТП* отримує потужність від *ГПП* – $\gamma = 0, \zeta$; якщо *ТП* отримує навантаження від *РП* без *СД* – $\gamma = 0,15$.

Проведемо розрахунок для *ТП1*:

Визначаємо найбільшу реактивну потужність, яку необхідно передати через трансформатор 630кВА:

$$Q_{\max.m} = \sqrt{(4 \cdot 0,73 \cdot 630)^2 - 1856,6^2} = 303,94 \text{кВАр} .$$

Визначаємо сумарну потужність *НБК* для даного *ТП1*:

$$Q_{HK1} = 568,2 - 303,94 = 264,26 \text{кВАр} .$$

Визначаємо додаткову реактивну потужність *НБК* для *ТП1*:

$$Q_{HK2} = 303,94 - 0,15 \cdot 4 \cdot 630 = 43,65 \text{кВАр} .$$

Визначаємо сумарну розрахункову потужність *НБК* цехової мережі:

$$Q_{HK} = 264,26 + 43,65 = 307,91 \text{кВАр} .$$

Батареї конденсаторів встановлюємо на кожному трансформаторі на стороні 0,4кВ.

Результати розрахунку приведені в таблиці 2.4.

Таблиця 2.4 Реактивна потужність, що підлягає компенсації

№ ТП	$P_{м.Σ},$ кВт	$Q_{м.Σ},$ кВАр	$S_{ном},$ кВА	$N_{опт}$	$Q_{max.м},$ кВАр	$Q_{НК1},$ кВАр	Схема живлення	γ	$Q_{НК2},$ кВАр	$Q_{НК},$ кВАр
1	1856.6	568.2	630	4	303.94	264.26	магістраль	0.15	43.65	307.91
2	1759.2	795.1	630	4	227.08	568.02	магістраль	0.15	24.3	570.32
3	636.7	1921.0	400	2	13.4	1907.6	2 ступені	0.15	0	1907.6
4	549.7	353.6	400	2	197.2	156.4	від РП з СД	0	0	156.4
5	497.5	349.2	630	1	0	349.2	від РП з СД	0	0	349.2
6	1668.7	1239.4	630	4	318.6		від РП з СД	0	0	920.8

Проводимо вибір комплектних конденсаторних пристроїв на напругу 0,4кВ (таблиця 2.5) [12].

Таблиця 2.5 – Вибір НСК на стороні 0,4кВ

№ КТП	$Q_{НК},$ кВАр	$N,$ шт	Тип конденсаторної установки	$Q_{вст.},$ кВАр	$Q_{н},$ кВАр
1	307.91	4	4×УКРМ 0.4–70/10	280	27.91
2	570.32	4	3×УКРМ 0.4–160/10 1×УКРМ 0.4–70/10	550	20.32
3	1907.6	2	4×УКРМ 0.4–400/10 4×УКРМ 0.4–70/10	1880	27.6
4	156.4	2	2×УКРМ 0.4–70/10	140	16.4
5	349.2	1	1×УКРМ 0.4–300/25	620	14.00
6	920.8	4	4×УКРМ 0.4–200/25 4×УКРМ 0.4–25/10	900	20.8

2.4 Розрахунок втрат потужності в цехових трансформаторах

Згідно проведених розрахунків вибираємо трансформатори ТМЗ – 630/10 кВ та ТМЗ – 4000/10 кВ. Паспортні дані трансформаторів заносимо в таблицю 2.6.

Таблиця 2.6 – Паспортні дані трансформаторів.

Тип трансформатора	$S_{ном}, кВА$	Напруга обмоток, кВ		Втрати, кВт		$u_K, \%$	$i_X, \%$
		ВН	НН	ΔP_X	ΔP_K		
ТМЗ-400/10	400	10	0,4	0,95	5,5	4,5	2,1
ТМЗ-630/10	630	10	0,4	1,31	7,6	5,5	1,8

Втрати активної потужності визначаємо з виразу [14]:

$$\Delta P_{ТП} = N_{ТП} \cdot (\Delta P_X + K_3^2 \cdot \Delta P_K), \quad (2.13)$$

де $\Delta P_X, \Delta P_K$ – втрати активної потужності ХХ та КЗ, відповідно;

K_3 – коефіцієнт завантаження з врахуванням *НБК* [15]:

$$K_3 = \frac{S_{р.ТП}}{N_{ТП} \cdot S_{ном}}, \quad (2.14)$$

де $S_{р.ТП}$ – потужність цехового трансформатора:

$$S_{р.ТП} = \sqrt{P_\Sigma^2 + Q_n^2}, \quad Q_n = Q_p - Q_{НК}. \quad (2.15)$$

Втрати реактивної потужності визначаємо з виразу:

$$\Delta Q_{ТП} = N_{ТП} \cdot (\Delta Q_X + K_3^2 \cdot \Delta Q_K), \quad (2.16)$$

де $\Delta Q_X, \Delta Q_K$ – втрати реактивної потужності ХХ та КЗ, відповідно [14]:

$$\Delta Q_X = \frac{I_{X\%}}{100} \cdot S_{ном}, \quad \Delta Q_K = \frac{u_{K\%}}{100} \cdot S_{ном}, \quad (2.17)$$

Приведені втрати активної потужності $\Delta P'_X$, на основі втрат ХХ (ΔP_X) та т КЗ ($\Delta P'_K$) за формулами:

$$\Delta P'_X = \Delta P_X + K_{3.б} \cdot \Delta Q_X, \quad \Delta P'_K = \Delta P_K + K_{3.б} \cdot \Delta Q_K, \quad (2.18)$$

де $K_{3.б}$ – коефіцієнт зміни втрат: приймаємо для цехових трансформаторів

$$K_{3.б} = 0,07.$$

Проведемо розрахунок для ТПІ за формулами 2.13 – 2.18.

$$S_{p,ТПІ} = \sqrt{1856^2 + 27,91^2} = 1856,21 \text{кВА}.$$

$$K_3 = \frac{1856,21}{4 \cdot 630} = 0,736.$$

$$\Delta P_{ТПІ} = 4 \cdot (1,31 + 0,736^2 \cdot 7,6) = 21,7 \text{кВт}.$$

$$\Delta Q_X = \frac{1,8}{100} \cdot 630 = 11,34 \text{кВАр}; \quad \Delta Q_K = \frac{5,5}{100} \cdot 630 = 34,65 \text{кВАр}.$$

$$\Delta Q_{ТПІ} = 4 \cdot (11,34 + 0,736^2 \cdot 34,65) = 120,44 \text{кВАр}.$$

$$\Delta P'_X = 1,31 + 0,07 \cdot 11,34 = 2,1 \text{кВт}, \quad \Delta P'_K = 7,6 + 0,07 \cdot 34,65 = 10,02 \text{кВт}.$$

$$\Delta P'_{ТПІ} = 4 \cdot (2,1 + 0,736^2 \cdot 10,2) = 30,5 \text{кВт}.$$

Результати для інших ТП проводимо аналогічно та зводимо в таблицю 2.7.

Таблиця 2.7 – Результати розрахунку втрат потужності на ТП

№ ТП	$S_{p,ТПІ},$ кВАр	K_3	$\Delta P_{ТП},$ кВт	$\Delta Q_X,$ кВАр	$\Delta Q_K,$ кВАр	$\Delta Q_{ТП},$ кВАр	$\Delta P'_X,$ кВт	$\Delta P'_K,$ кВт	$\Delta P'_{ТП},$ кВт
1	1856.21	0.736	21.7	11.34	34.65	120.44	2.1	10.02	30.5
2	1759.31	0.698	20.05	11.34	34.65	112.88	2.1	10.02	27.92
3	637.3	0.796	8.88	8.4	18.0	39.61	1.54	6.76	11.64
4	636.91	0.796	8.88	8.4	18.0	39.6	1.54	6.76	11.64
5	497.7	0.79	6.05	11.34	34.65	32.96	2.1	10.02	8.35
6	1668.83	0.662	18.56	11.34	34.65	106.1	2.1	10.2	25.96

Розрахунок навантаження на шинах 10кВ з втратами.

Активні втрати визначаємо за формулою [15]:

$$P_{p\Sigma} = P_P + \Delta P'_{ТП}. \quad (2.21)$$

Визначаємо силове навантаження цеху на шинах 10кВ з врахуванням втрат потужності в цехових ТП за формулою [14]:

$$S_P = \sqrt{P_{p\Sigma}^2 + Q_{p\Sigma}^2}. \quad (2.22)$$

Визначаємо розрахункове навантаження:

$$P_{p\Sigma} = 1987,1 + 30,5 = 1987,1 \text{кВт},$$

$$Q_{p\Sigma} = 27,91 + 120,44 = 148,35 \text{кВАр},$$

$$S_p = \sqrt{1987,1^2 + 148,35^2} = 1992,63 \text{ кВА}.$$

Результати розрахунку представлено в таблиці 2.8.

Таблиця 2.8 – Результати розрахунку навантаження на шинах 10кВ.

№ ТП	$P_{P\Sigma}, \text{кВт}$	$Q_{P\Sigma}, \text{квар}$	$S_{P\Sigma}, \text{кВА}$
1	1987.1	148.35	1992.63
2	1782.12	133.2	1787.1
3	648.34	67.21	651.81
4	561.34	56.0	564.12
5	505.85	46.95	508.02
6	1694.66	126.9	1699.4

Визначаємо центр електричних навантажень [14]:

$$X_0 = \frac{\sum P_{Mi} \cdot x_i}{\sum P_{Mi}}, \quad (2.23)$$

$$Y_0 = \frac{\sum P_{Mi} \cdot y_i}{\sum P_{Mi}}, \quad (2.24)$$

де x_0, y_0 – координати центру електричних навантажень;

x_i, y_i – координати i -го цеху;

P_{Mi} – потужність i -го цеху.

Координати центра електричних навантажень:

$$X_0 = \frac{1290068}{7889,6} = 163,5 \text{ м} \quad Y_0 = \frac{921517}{7889,6} = 116,8 \text{ м}$$

Дані представлені в таблиці 2.9.

Таблиця 2.9 – Визначення центру електричних навантажень

№ з/п	Назва відділень	$P \cdot X$	$Q \cdot X$	$P \cdot Y$	$Q \cdot Y$
1.	Цех азбестоцементних плит	344399.1	390535.2	281901.0	310664.3
2.	Штампувальний цех	59631.2	45977.9	13454.5	10389.7
3.	Інструментальний цех	27325.5	14416.4	3659.7	3218.8
4.	Зварювальний цех	58865.6	79210.9	61265.6	83027.3
5.	Цех магнітних елементів	9632.5	11123.2	27911.0	34863.4
6.	Гальванічний цех	40550.6	59294.1	39298.8	56170.0
7.	Цех пластмас	152861.7	165511.2	130732.0	141616.1
8.	Ремонтно-механічний цех	58677.4	72572.5	29461.2	36325.9
9.	Склад продукції	144537.6	125711.0	30169.6	32043.2
10.	Станція нейтралізації	312587.5	266962.8	27260.3	29520.4
11.	Насосна	100694.1	122855.1	172152.9	197499.2
12.	Апаратний цех	16607.7	27303.8	5434.4	9974.8
13.	Компресорна	1294.4	2833.5	5970.4	10046.3
14.	Відділення очищення	58744.6	78987.6	26933.4	31035.2
15.	Електричний цех	321884.1	296403.3	80967.3	72456.0
16.	Склад кислот	43016.5	54305.6	30992.8	27364.3
17.	Столова	19627.1	18724.5	1056.6	972.2
18.	Лабораторія	35073.5	29992.2	4363.1	2963.9
19.	Склад відходів	3924.6	2987.9	1062.7	628.1
20.	Відділення управління	9676.4	7085.9	19043.3	14976.1
21.	Коридори	32592.7	17456.6	1413.0	976.2
22.	Гаражі	2859.9	2965.5	966.0	723.9

Для зниження втрат в кабельних лініях розміщуємо ГПП найближче до потужних споживачів (картограми навантажень на плакаті).

На РП застосовуємо одинарні секційні шини. При номінальних режимах роботи секції працюють за змішаною схемою. Схема електропостачання на ланках 10кВ представлено на рисунку 2.1.

2.5 Вибір числа та потужності трансформаторів ГПП

Визначення реактивної потужності, що виробляється синхронними двигунами.

Встановлені на заводі синхронні двигуни є джерелом реактивної потужності, мінімальна величина якої за умови стійкої роботи СД визначаємо за формулою [14]:

$$Q_{CD} = K_{CD} \cdot Q_{CD.ном} , \quad (2.25)$$

де K_{CD} – коефіцієнт завантаження СД за активною потужністю:

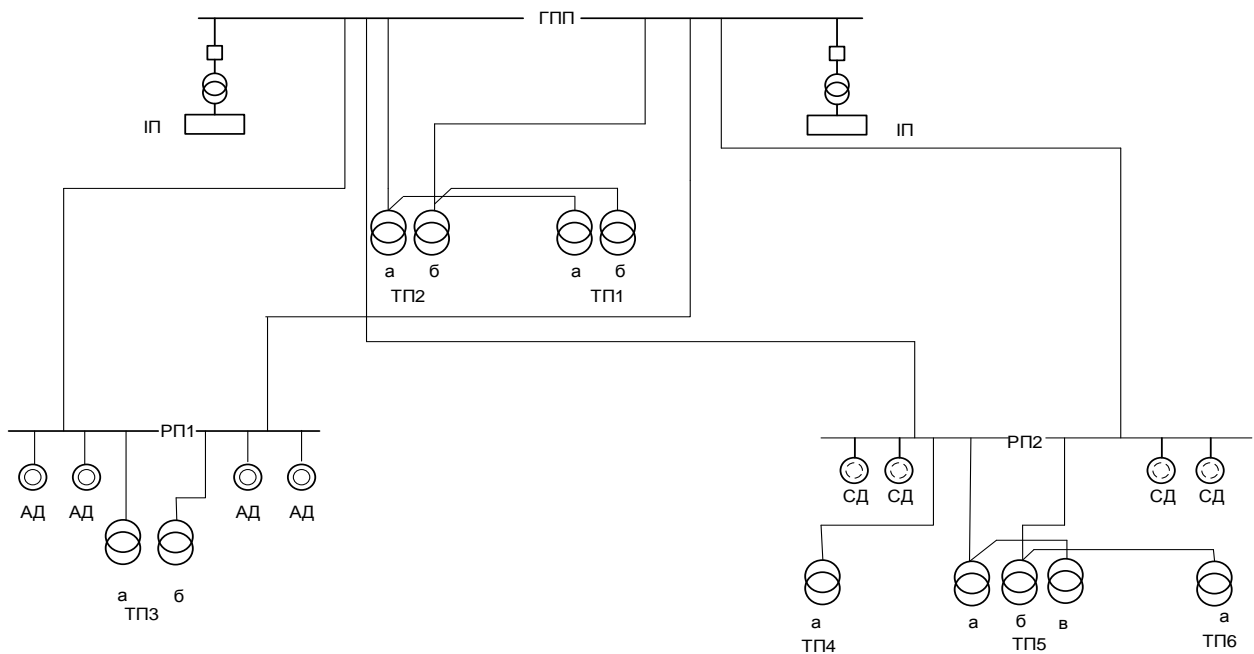


Рисунок 2.1 – Схема електропостачання підприємства на ланках 10кВ.

$$K_{CD} = \frac{P_{зад}}{N \cdot P_{ном}} , \quad (2.26)$$

де $P_{зад}, P_{ном}$ – задана та номінальна потужності СД, 200кВт та 630кВт, відповідно.

N – число СД в технологічному процесі виробництва.

$$K_{CD} = \frac{2000}{4 \cdot 630} = 0,793.$$

$$Q_{CD} = 0,793 \cdot 325 = 257,94 \text{ кВАр} .$$

Визначення розрахункової активної потужності.

Визначаємо активну потужність підприємства, яку необхідно отримати від енергосистеми за формулою [17]:

$$P_{P\Sigma} = P_{\Sigma(0,4кВ)} + \Sigma \Delta P'_{ТП} + P_{\Sigma(110кВ)} , \quad (2.26)$$

де $P_{\Sigma(0,4кВ)}$ – повна активна потужність цехових ТП, *кВт* .

$\Delta P'_{ТП}$ – розрахункові активні втрати в цехових ТП (таблиця 2.7), *кВт* ;

$P_{\Sigma(110кВ)}$ – повна активна потужність на стороні 110кВ, $P_{\Sigma(110кВ)} = 8080 \text{ кВт}$.

$$P_{P\Sigma} = 7889,6 + 116,01 + 8080 = 16085,61 \text{ кВт} .$$

Визначення реактивної потужності з енергосистеми.

Визначаємо оптимальну реактивну потужність, яка необхідна від енергосистеми за спрощеним виразом з врахування реактивної потужності *СД* [17]:

$$Q_E = \alpha \cdot P_{P\Sigma} - Q_{CD} , \quad (2.27)$$

де α – оптимальний коефіцієнт; приймаємо для 110кВ: $\alpha = 0,25$.

$$Q_E = 0,25 \cdot 16085,61 - 257,94 = 3763,46 \text{ кВАр} .$$

Основні споживачі відносяться до II категорії, тому на ГПП встановлюємо два масляних трансформатора.

Повна розрахункова потужність заводу отримаємо з виразу [17]:

$$S_{\Sigma II} = K_{\max} \cdot \sqrt{P_{P\Sigma}^2 + Q_E^2} , \quad (2.28)$$

де K_{\max} – оптимальний коефіцієнт, $K_{\max} = 0,9$.

$$S_{\Sigma II} = 0,9 \cdot \sqrt{16085,61^2 + 3763,46^2} = 16520,0 \text{ кВА} .$$

На ГПП встановлюємо два трансформатора, потужність кожного визначається з умови [16]:

$$S_{mp} \geq \frac{S_{\Sigma II}}{2 \cdot 0,75} , \quad (2.29)$$

де 0,75 – коефіцієнт навантаження.

$$S_{mp} \geq \frac{16520}{2 \cdot 0,75} = 11013,33 \text{кВ} \cdot \text{А}.$$

Приймаємо потужність трансформаторів на ГПП $2 \times 10000 \text{кВА}$.

Допускається перевантаження на 40 % [17], звідси:

$$S_{авар.} = S_{mp} \cdot 1,4 = 10000 \cdot 1,4 = 14000 \text{кВА}.$$

Вибираємо два трансформатори *ТДН 10000/110*, з паспортними даними:

Тип трансформатора	$S_{ном}, \text{кВА}$	Втрати, кВт		$u_K, \%$	$i_X, \%$
		ΔP_X	ΔP_K		
<i>ТДН-10000/110</i>	10000	14.0	85.0	10.5	0.9

Проводимо вибір [16] схеми ГПП на 110кВ (рисунок 2.2).

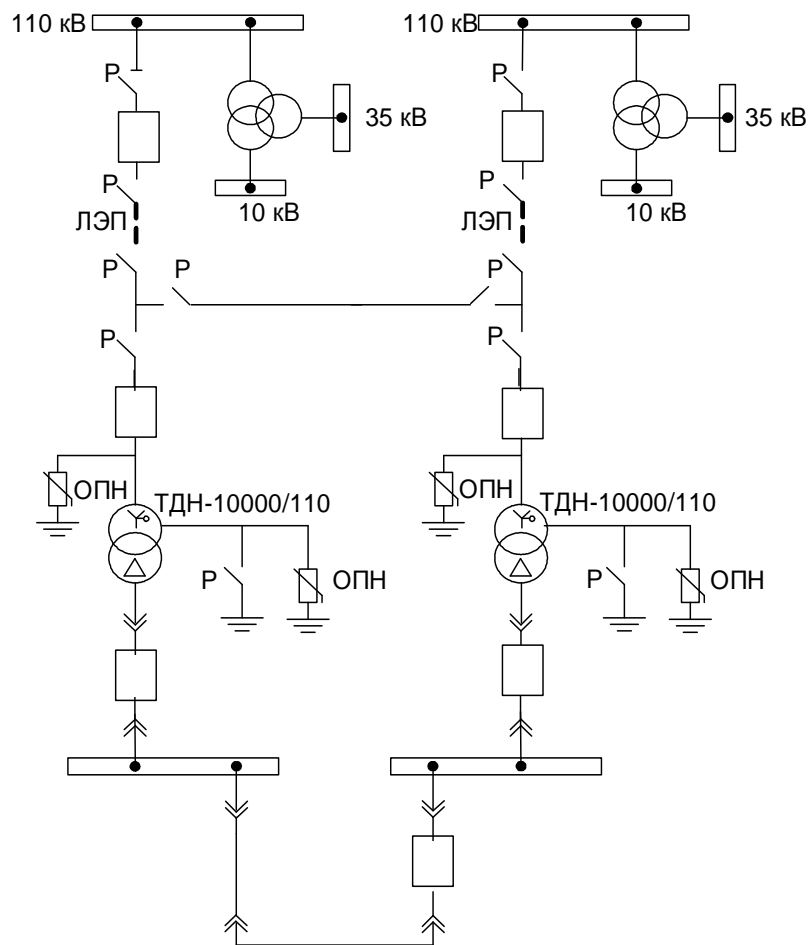


Рисунок 2.2 –Схема підстанції ГПП.

2.6 Розрахунок втрат потужності в трансформаторах ГПП

Розрахунок втрат потужності проводимо за формулами 2.13-2.18.

$$\Delta Q_{K(\text{ГПП})} = 10000 \cdot \frac{10,5}{100} = 1050 \text{кВАр} .$$

Коефіцієнт зміни втрат для ТП ГПП приймаємо $K_{3,6} = 0,05$. Отже:

$$\Delta P'_{K(\text{ГПП})} = 85 + 0,05 \cdot 1050 = 137,5 \text{кВт} ;$$

$$\Delta Q_{X(\text{ГПП})} = 10000 \cdot \frac{0,9}{100} = 90 \text{кВАр} ;$$

$$\Delta P'_{X(\text{ГПП})} = 14 + 0,05 \cdot 90 = 18,5 \text{кВт} ;$$

Коефіцієнт завантаження трансформатора:

$$K_3 = \frac{16520}{2 \cdot 10000} = 0,826 .$$

Втрати активної потужності в трансформаторах:

$$\Delta P_{(\text{ГПП})} = 2 \cdot (18,5 + 0,826^2 \cdot 137,5) = 224,62 \text{кВт} .$$

Втрати реактивної потужності в трансформаторах:

$$\Delta Q_{(\text{ГПП})} = 2 \cdot (90 + 0,826^2 \cdot 1050) = 1612,78 \text{кВАр} .$$

Визначаємо втрати енергії в трансформаторах:

$$\Delta W_A = n \cdot \Delta P'_{X} \cdot T_{\text{вкл}} + n \cdot K_3^2 \cdot \Delta P'_{K} \cdot \tau_M , \quad (2.30)$$

де $T_{\text{вкл}}$ – час включення трансформатора: $T_{\text{вкл}} = 8760 \text{годин}$:

$$\Delta W_{110} = 2 \cdot 18,5 \cdot 8760 + 2 \cdot 0,826^2 \cdot 136,5 \cdot 5336 = 1318 \text{МВт} \cdot \text{год} / \text{рік} .$$

2.7 Вибір високовольтних ВБК

Для зниження втрат в кабельних лініях та забезпечення балансу реактивної потужності за рахунок підвищення коефіцієнта потужності встановлюємо ВБК на шинах ГПП.

Визначаємо сумарну потужність ВБК [17]:

$$Q_{ВБК} = \Sigma Q_{ВБК(ТП)} + \Sigma Q_{\Sigma} + \Delta Q_{(ГПП)} - n \cdot Q_{СД\Sigma} - Q_E, \quad (2.31)$$

де $\Sigma Q_{ВБК(ТП)}$ – сумарна реактивна потужність цехових ТП з врахуванням втрат, *кВАр*.

ΣQ_{Σ} – сумарна реактивна потужність на ВН без врахування *СД*.

$$Q_{ВБК} = 578,61 + 2989,2 + 1612,78 - 257,94 - 3763,46 = 1159,19 \text{ кВАр}.$$

Вибираємо ВБК типу *УКРМ – 6,3 (10,5) – 450 (2 × 225)У3*, з кроком регулювання *225 кВАр*.

Потужність з врахуванням вибраних ВБК становить:

$$Q_{ВБК} = 5 \cdot 225 = 1125 \text{ кВАр}.$$

Компенсація загальної реактивної потужності становить *34,19 кВАр*.

Споживання реактивної потужності заводом становить:

$$Q_{\Sigma} = 3763,46 + 34,19 = 3797,65 \text{ кВАр}.$$

Враховуючи присутність високовольтного навантаження (*III* та *СД*) РП розміщуємо у цехах. Це дозволить знизити втрати за рахунок скорочення кабельних ліній. Високовольтне обладнання під'єднаємо до шин ГПП.

2.8 Розрахунок перерізів кабельних ліній 10кВ

Розрахунок перерізів кабельних ліній від ГПП до цехових ТП проводимо за величиною робочого максимального струму [18]:

$$I_{p.i} = \frac{S_i}{n \cdot \sqrt{3} \cdot U_{ном}}, \quad (2.32)$$

де S_i – повної потужність *i*-тої ділянки, *кВА*;

$U_{ном}$ – значення номінальної напруги;

n – кількість кабелів.

Розрахунок ведемо за завантаженими одиничними магістралям від ГПП або секції РП.

Проводимо вибір за обґрунтованим економічним значенням густини струму [18]:

$$F_{розр.i} = \frac{I_{p.i}}{j_{e.i}}, \quad (2.33)$$

Проведемо розрахунок на прикладі РПП – ТП1:

$$P_{ТП} = \frac{P_{ТП\Sigma}}{n}, \quad Q_{ТП} = \frac{Q_{ТП\Sigma}}{n}, \quad (2.34)$$

де $P_{ТП\Sigma}$, $Q_{ТП\Sigma}$ – значення активної та реактивної потужності ТП на ланці 10кВ, відповідно;

n – кількість трансформаторів на ТП.

$$P_{(РПП-ТП1)} = \frac{1987,1}{4} = 496,77 \text{ кВт}; \quad Q_{(РПП-ТП1)} = \frac{148,35}{4} = 37,08 \text{ кВА}.$$

$$S_{(РПП-ТП1)} = \sqrt{496,77^2 + 37,08^2} = 498,15 \text{ кВА}.$$

$$I_{P(РПП-ТП1)} = \frac{498,15}{\sqrt{3} \cdot 10} = 28,76 \text{ А}.$$

$$F_{ст(РПП-ТП1)} = \frac{28,76}{1,4} = 20,5 \text{ мм}^2.$$

Приймаємо січення: $F_{розр.(РПП-ТП1)} = 25 \text{ мм}^2$, $I_{дон} = 91 \text{ А}$, кабель ААБ.

Здійснюємо перевірку кабелю в аварійному режимі роботи:

$$I_{AB} = 2 \cdot I_P < I'_{дон} = K_n \cdot K_{не} \cdot I_{доп}, \text{ А}, \quad (2.35)$$

де $K_{не} = 1,25$ – коефіцієнт перевантаження [18];

K_n – коефіцієнт, що враховує кількість кабелів [18].

$$I_{AB} = 2 \cdot 28,76 = 57,52 < I'_{дон} = 1 \cdot 1,25 \cdot 91 = 113,75 \text{ А}.$$

Проводимо розрахунки для інших ланок 10кВ та заносимо в таблицю 2.10.

Таблиця 2.10 – Вибір перерізів кабельних ліній напругою 10кВ

Ділянка	$S_{Tr,\Sigma}, кВА$	$S_p, кВА$	$I_p, А$	$I_{дон}, А$	$I_{AB}, А$	Кабель
ГПП – РП1	–	2338.2	135.0	192	270.0	ААБл (3×95)
ГПП – РП2	–	2047.22	118.2	192	236.4	ААБл (3×95)
ГПП – РП3	–	2428,3	140.2	192	280.4	ААБл (3×95)
РП1 – ТП1	4×630	498.15	28.76	91	57.52	ААБл (3×50)
РП3 – ТП2	4×630	424.85	24.53	91	49.05	ААБл (3×25)
РП3 – ТП3	2×400	325.9	18.81	91	37.62	ААБл (3×25)
РП3 – ТП5	1×630	508.02	29.33	91	58.66	ААБл (3×25)
РП3 – ТП4	2×400	282.06	16.28	91	36.56	ААБл (3×25)
РП2 – ТП6	4×630	423.66	24.5	91	49.0	ААБл (3×25)
РП1 – III	–	831.6	48.0	110	96.0	ААБл (3×35)
РП2 – АД	–	439.26	25.36	91	50.72	ААБл (3×25)
РП3 – СД	–	562.5	32.47	91	64.94	ААБл (3×25)

2.9 Висновки до другого розділу

Для зниження втрат в системі електропостачання підприємства на основі розрахунків силового та освітлювального обладнання запропоновано:

- визначено кількість цехових трансформаторів та вибрано потужності 630кВА та 400кВА й оптимально розподілені навантаження;
- розроблено схему внутрішніх електричних мереж на ланках 10кВ для забезпечення рівномірного розподілу навантажень на РП в різних режимах роботи;
- обґрунтовано необхідність та проведено заміну трансформаторів ГПП на меншу потужність з 16000кВА на 10000кВА із врахуванням зниження втрат на ланках 10кВ цехових трансформаторів та встановлено трансформатори ТДН – 10000 / 110 / 10кВ;
- проведено вибір пристроїв компенсації реактивної потужності на ланках 0,4кВ цехових підстанцій й на ланці 10кВ ГПП для забезпечення балансу реактивної потужності підприємства та зниження втрат в кабельних лініях.

– проведені розрахунки перерізів кабельних ліній 10кВ, що дозволить здійснити правильний вибір захисного обладнання та автоматики.

3 ПРОЕКТНО-КОНСТРУКТОРСЬКИЙ РОЗДІЛ

3.1 Розрахунок струмів короткого замикання

Розрахунок проводимо в відносних одиницях. Схема заміщення для однієї із паралельних ліній представлено на рисунку 3.1 [19].

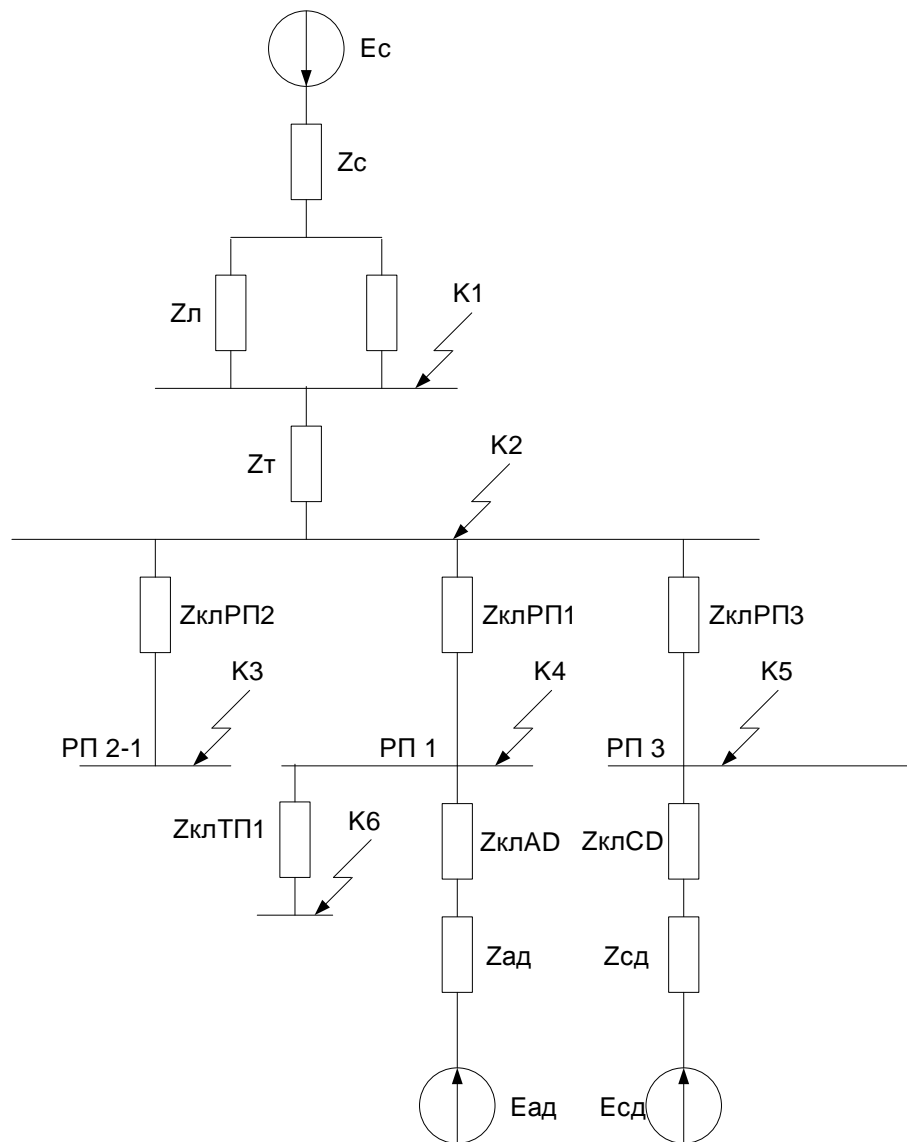


Рисунок 3.1 – Схема заміщення мережі для розрахунку струмів КЗ.

За базисну потужність приймаємо:

$$S_{\sigma} = S_m = 1000 \text{ MVA}.$$

Розрахунок струмів короткого замикання здійснюємо за формулою:

$$I_K = \frac{E^*}{z_{\Sigma}^*} \cdot I_B. \quad (3.1)$$

де E^* – значення ЕРС системи у відносних одиницях, $E^* = 1$;

z_{Σ}^* – сумарний опір у в.о. до точки КЗ;

I_B – базисний струм для відповідного класу напруги:

$$I_B = \frac{S_B}{\sqrt{3} \cdot U_B}, \quad (3.2)$$

де S_B – потужність системи;

U_B – базисна напруга на ступені.

$$I_{B.B} = \frac{1000}{\sqrt{3} \cdot 115} = 5,020 \text{ кА}; \quad I_{B.H} = \frac{1000}{\sqrt{3} \cdot 10,5} = 54,985 \text{ кА}.$$

Для розрахунку приймаємо точки: K_1 – шини 110кВ ГПП; K_2 – шини 10кВ ГПП; K_3 – шини РП2; K_4 – шини РП1; K_5 – шини РП3; K_6 – введення 10кВ КТП.

Система: $z_m^* = x_m^* = 0,2$ у.о.

Повітряна лінія 110кВ, кабель АС – 70;

$$r_L^* = R_{0L} / 2 \cdot L \cdot \frac{S_M}{U_{B.H}^2}; \quad x_L^* = X_{0L} / 2 \cdot L \cdot \frac{S_M}{U_{B.H}^2}, \quad (3.3)$$

де X_{0L}, R_{0L} – опори ліній: $X_{0L} = 0,444 \text{ Ом} / \text{км}$, $R_{0L} = 0,428 \text{ Ом} / \text{км}$;

L – довжина лінії: $L = 40 \text{ км}$.

$$x_L^* = 0,444 / 2 \cdot 40 \cdot \frac{1000}{115^2} = 0,671, \text{ у.о.}$$

$$r_L^* = 0,428 / 2 \cdot 40 \cdot \frac{1000}{115^2} = 0,647, \text{ у.о.}$$

Для трансформатора на ГПП:

$$x_{TP}^* = u_K \cdot \frac{S_B}{S_{H.T}}, \quad (3.4)$$

де u_K – опори ліній: $u_K = 0,105$;

S_B – довжина лінії: $S_B = 1000 \text{ МВА}$;

S_{HT} – довжина лінії: $S_{HT} = 10000 \text{ кВА}$.

$$x_{TP}^* = 0,105 \cdot \frac{1000}{10} = 10,5, \text{ у.о.}$$

Для кабельної лінії:

$$r_{KL}^* = R_{VD} \cdot L_{KL} \cdot \frac{S_M}{U_{HH}}, \quad (3.5)$$

де R_{VD} – питомий активний опір кабелю $\text{Ом} / \text{км}$;

L_{KL} – довжина кабельної лінії;

U_{HH} – значення базисної напруги на низькій стороні: $U_{HH} = 10,5 \text{ кВ}$.

$$x_{KL}^* = X_{VD} \cdot L_{KL} \cdot \frac{S_M}{U_{HH}}, \quad (3.6)$$

де X_{VD} – питомий реактивний опір кабелю $\text{Ом} / \text{км}$;

L_{KL} – довжина кабельної лінії;

U_{HH} – значення базисної напруги на низькій стороні: $U_{HH} = 10,5 \text{ кВ}$.

Кабельна лінія ГПП – РП1:

Переріз кабелю 95 мм^2 : $X_{VD} = 0,083 \text{ Ом} / \text{км}$; $R_{VD} = 0,326 \text{ Ом} / \text{км}$;

$L = 0,0624 \text{ км}$.

$$r_{P11}^* = 0,326 \cdot 0,0624 \cdot \frac{1000}{10,5^2} = 0,19 \text{ у.о.}$$

$$x_{L1}^* = 0,083 \cdot 0,064 \cdot \frac{1000}{10,5^2} = 0,048 \text{ у.о.}$$

Кабельна лінія ГПП – РП2:

Переріз кабелю 95 мм^2 : $X_{VD} = 0,083 \text{ Ом} / \text{км}$; $R_{VD} = 0,326 \text{ Ом} / \text{км}$;

$L = 0,154 \text{ км}$.

$$r_{P12}^* = 0,326 \cdot 0,154 \cdot \frac{1000}{10,5^2} = 0,455 \text{ у.о.}$$

$$x_{L2}^* = 0,083 \cdot 0,154 \cdot \frac{1000}{10,5^2} = 0,116 \text{ у.о.}$$

Кабельна лінія ГПП – РП3:

Переріз кабелю 95 мм^2 : $X_{\text{вд}} = 0,083 \text{ Ом / км}$; $R_{\text{вд}} = 0,326 \text{ Ом / км}$;

$L = 0,086 \text{ км}$.

$$r_{\text{РПЗ}}^* = 0,326 \cdot 0,086 \cdot \frac{1000}{10,5^2} = 0,254 \text{ у.о.}$$

$$x_{\text{Л}}^* = 0,083 \cdot 0,086 \cdot \frac{1000}{10,5^2} = 0,065 \text{ у.о.}$$

Кабельна лінія РПЗ – СД :

Переріз кабелю 25 мм^2 : $X_{\text{вд}} = 0,099 \text{ Ом / км}$; $R_{\text{вд}} = 1,24 \text{ Ом / км}$;

$L = 0,02 \text{ км}$.

$$r_{\text{Л.СД}}^* = 1,24 \cdot 0,02 \cdot \frac{1000}{10,5^2} = 0,224 \text{ у.о.}$$

$$x_{\text{Л.СД}}^* = 0,099 \cdot 0,002 \cdot \frac{1000}{10,5^2} = 0,018 \text{ у.о.}$$

Кабельна лінія РП1 – АД :

Переріз кабелю 25 мм^2 : $X_{\text{вд}} = 0,099 \text{ Ом / км}$; $R_{\text{вд}} = 1,24 \text{ Ом / км}$;

$L = 0,02 \text{ км}$.

$$r_{\text{Л.СД}}^* = 1,24 \cdot 0,02 \cdot \frac{1000}{10,5^2} = 0,224 \text{ у.о.}$$

$$x_{\text{Л.СД}}^* = 0,099 \cdot 0,002 \cdot \frac{1000}{10,5^2} = 0,018 \text{ у.о.}$$

Кабельна лінія РП1 – ТП1:

Переріз кабелю 50 мм^2 : $X_{\text{вд}} = 0,09 \text{ Ом / км}$; $R_{\text{вд}} = 0,62 \text{ Ом / км}$;

$L = 0,201 \text{ км}$.

$$r_{\text{Л.АД}}^* = 0,62 \cdot 0,201 \cdot \frac{1000}{10,5^2} = 1,13 \text{ у.о.}$$

$$x_{\text{Л.СД}}^* = 0,09 \cdot 0,201 \cdot \frac{1000}{10,5^2} = 0,164 \text{ у.о.}$$

Синхронний двигун: $E_{CD}'' = 1,1$; $P_{ном.СД} = 630 \text{ кВт}$; $\cos \varphi = 0,8$;
 $X_{CD}'' = 0,164 \text{ Ом}$; $\eta = 0,94 \%$.

$$x_{CD}^* = x_{CD}'' \cdot \frac{S_B}{S_{ном.СД}}, \quad (3.7)$$

де x_{CD}'' – над перехідний опір;

$S_{ном.СД}$ – номінальна потужність двигуна, МВА:

$$S_{ном.СД} = \frac{P_{ном.СД}}{\cos \varphi_{СД} \cdot \eta_{СД} \cdot 1000}, \quad (3.8)$$

де $P_{ном.СД}$ – над перехідний опір;

$\cos \varphi_{СД}$ – коефіцієнт потужності;

$\eta_{СД}$ – к.к.д. двигуна.

$$S_{ном.СД} = \frac{630}{0,8 \cdot 0,94 \cdot 1000} = 0,837 \text{ МВА}$$

$$X_{CD}^* = 0,164 \cdot \frac{1000}{0,837} = 195,9 \text{ у.о.}$$

Асинхронний двигун: $E_{CA}'' = 0,9$; $P_{ном.АД} = 500 \text{ кВт}$; $\cos \varphi = 0,83$; $K_n = 7$;
 $\eta = 0,94 \%$.

$$x_{AD}^* = x_{AD}'' \cdot \frac{S_B}{S_{ном.АД}}, \quad (3.9)$$

де x_{AD}'' – над перехідний опір;

$S_{ном.АД}$ – номінальна потужність двигуна, МВА:

$$S_{ном.АД} = \frac{P_{ном.АД}}{\cos \varphi_{АД} \cdot \eta_{АД} \cdot 1000}, \quad (3.10)$$

$$x_{AD}'' = \frac{1}{K_n} = \frac{1}{7} = 0,1429 \text{ Ом} \quad (3.11)$$

$$S_{ном.АД} = \frac{500}{0,83 \cdot 0,942 \cdot 1000} = 0,64 \text{ МВА}.$$

$$X_{AD}^* = 0,1429 \cdot \frac{1000}{0,64} = 229,28 \text{ у.о.}$$

Визначаємо значення струму КЗ в точці K_1 :

$$r_{\Sigma 1}^* = r_L^*; \quad x_{\Sigma 1}^* = x_M^* + x_L^*; \quad z_{\Sigma 1}^* = \sqrt{r_{\Sigma 1}^{*2} + x_{\Sigma 1}^{*2}}, \quad (3.12)$$

де $r_{\Sigma 1}^*$, $x_{\Sigma 1}^*$, $z_{\Sigma 1}^*$ – значення сумарних опорів до K_1 , у.о.

$$r_{\Sigma 1}^* = 0,647 \text{ у.о.}$$

$$x_{\Sigma 1}^* = 0,2 + 0,671 = 0,871 \text{ у.о.}$$

$$z_{\Sigma 1}^* = \sqrt{0,647^2 + 0,871^2} = 1,085 \text{ у.о.}$$

$$I_{K1} = \frac{1 \cdot 5,020}{1,085} = 4,624 \text{ кА.}$$

Визначаємо значення ударного струму за формулою [19]:

$$i_{y01} = \sqrt{2} \cdot 1,8 \cdot I_{K1} = \sqrt{2} \cdot 1,8 \cdot 4,624 = 11,773 \text{ кА.} \quad (3.13)$$

Визначаємо значення струму КЗ в точці K_2 :

$$r_{\Sigma 2}^* = r_{\Sigma 1}^*; \quad x_{\Sigma 2}^* = x_{\Sigma 1}^* + x_{TP}^*; \quad z_{\Sigma 2}^* = \sqrt{r_{\Sigma 2}^{*2} + x_{\Sigma 2}^{*2}},$$

$$r_{\Sigma 2}^* = 0,647 \text{ у.о.}$$

$$x_{\Sigma 2}^* = 0,871 + 10,5 = 11,371 \text{ у.о.}$$

$$z_{\Sigma 2}^* = \sqrt{0,647^2 + 11,371^2} = 11,389 \text{ у.о.}$$

$$I_{K2} = \frac{1 \cdot 54,985}{11,389} = 4,827 \text{ кА.}$$

$$i_{y02} = \sqrt{2} \cdot 1,8 \cdot I_{K2} = \sqrt{2} \cdot 1,8 \cdot 4,827 = 12,289 \text{ кА.}$$

Так як синхронний двигун є джерелом струму КЗ, визначаємо струм КЗ від СД [19]:

$$r_{\Sigma 2.СД}^* = r_{КЛ.СД}^* + r_{КЛ.РПЗ}^*; \quad x_{\Sigma 2.СД}^* = x_{СД}^* + x_{КЛ.СД}^* + x_{КЛ.РПЗ}^*;$$

$$z_{\Sigma 2.АД}^* = \sqrt{r_{\Sigma 2.АД}^{*2} + x_{\Sigma 2.АД}^{*2}}.$$

$$x_{\Sigma 2.СД}^* = 195,9 + 0,018 + 0,065 = 195,98 \text{ у.о.}$$

$$r_{\Sigma 2.СД}^* = 0,224 + 0,254 = 0,478 \text{ у.о.}$$

$$z_{\Sigma 2.AД}^* = \sqrt{229,346^2 + 0,414^2} = 229,346 \text{ у.о.}$$

$$I_{K2.CД} = \frac{1,1}{195,981} \cdot 54,985 = 0,309 \text{ кА.}$$

$$i_{y\partial 2.CД} = \sqrt{2} \cdot 1,8 \cdot I_{K2.CД} = \sqrt{2} \cdot 1,8 \cdot 0,309 = 0,795 \text{ кА.}$$

Асинхронний двигун є джерелом струму КЗ, визначаємо струм КЗ від АД

[19]:

$$r_{\Sigma 2.AД}^* = r_{KЛ.AД}^* + r_{KЛ.PП2}^*; \quad x_{\Sigma 2.AД}^* = x_{AД}^* + x_{KЛ.AД}^* + x_{KЛ.PП2}^*;$$

$$z_{\Sigma 2.AД}^* = \sqrt{r_{\Sigma 2.AД}^{*2} + x_{\Sigma 2.AД}^{*2}}.$$

$$x_{\Sigma 2.AД}^* = 229,28 + 0,018 + 0,048 = 229,346 \text{ у.о.}$$

$$r_{\Sigma 2.AД}^* = 0,224 + 0,19 = 0,414 \text{ у.о.}$$

$$z_{\Sigma 2.AД}^* = \sqrt{229,346^2 + 0,414^2} = 229,346 \text{ у.о.}$$

$$I_{K2.AД} = \frac{E_{AД}^{\wedge}}{z_{\Sigma 2.AД}^*} \cdot I_{BH} = \frac{0,9}{229,346} \cdot 54,985 = 0,216 \text{ кА.}$$

$$i_{y\partial 2.AД} = \sqrt{2} \cdot 1,6 \cdot I_{K2.AД} = \sqrt{2} \cdot 1,6 \cdot 0,216 = 0,489 \text{ кА.}$$

Визначаємо сумарні струми КЗ в точці K_2 :

$$I_{\Sigma K2} = I_{K2} + I_{K2.CД} + I_{K2.AД} = 4,827 + 0,309 + 0,216 = 5,352 \text{ кА.} \quad (3.14)$$

$$i_{y\partial 2} = i_{y\partial 2} + i_{y\partial 2.CД} + i_{y\partial 2.AД} = 12,289 + 0,759 + 0,489 = 13,537 \text{ кА.} \quad (3.15)$$

Визначаємо струм КЗ в точці K_3 :

$$r_{\Sigma 3}^* = r_{\Sigma 2}^* + r_{KЛ.PП1}^*; \quad x_{\Sigma 3}^* = x_{KЛ.PП1}^* + x_{\Sigma 2}^*; \quad z_{\Sigma 3}^* = \sqrt{r_{\Sigma 3}^{*2} + x_{\Sigma 3}^{*2}},$$

$$r_{\Sigma 2}^* = 0,224 + 0,445 = 0,669 \text{ у.о.}$$

$$x_{\Sigma 3}^* = 0,116 + 11,371 = 11,487 \text{ у.о.}$$

$$z_{\Sigma 3}^* = \sqrt{0,669^2 + 11,487^2} = 11,506 \text{ у.о.}$$

$$I_{K3} = \frac{1 \cdot 54,985}{11,506} = 4,779 \text{ кА.}$$

$$i_{y\partial 3} = \sqrt{2} \cdot 1,8 \cdot 4,779 = 12,165 \text{ кА}.$$

Визначаємо струм КЗ в точці K_4 :

$$r_{\Sigma 4}^* = r_{\Sigma 2}^* + r_{KL.PII2}^*; \quad x_{\Sigma 4}^* = x_{KL.PII2}^* + x_{\Sigma 2}^*; \quad z_{\Sigma 4}^* = \sqrt{r_{\Sigma 4}^{*2} + x_{\Sigma 4}^{*2}},$$

$$r_{\Sigma 4}^* = 0,647 + 0,19 = 0,837 \text{ у.о.}$$

$$x_{\Sigma 4}^* = 0,048 + 11,371 = 11,419 \text{ у.о.}$$

$$z_{\Sigma 4}^* = \sqrt{0,837^2 + 11,419^2} = 11,45 \text{ у.о.}$$

$$I_{K4} = \frac{1 \cdot 54,985}{11,45} = 4,802 \text{ кА}.$$

$$i_{y\partial 3} = \sqrt{2} \cdot 1,8 \cdot 4,802 = 12,224 \text{ кА}.$$

Визначаємо додток від CD :

$$r_{\Sigma 4.CD}^* = 0,224 \text{ у.о.}$$

$$x_{\Sigma 4.CD}^* = 195,9 + 0,018 = 195,92 \text{ у.о.}$$

$$z_{\Sigma 4.CD}^* = \sqrt{0,224^2 + 195,92^2} = 195,92 \text{ у.о.}$$

$$I_{K4.CD} = \frac{1 \cdot 54,985}{195,92} = 0,309 \text{ кА}.$$

$$i_{y\partial 4.CD} = \sqrt{2} \cdot 1,82 \cdot 0,309 = 0,795 \text{ кА}.$$

Визначаємо сумарні струми КЗ в точці K_4 :

$$I_{\Sigma K4} = 4,802 + 0,309 = 5,11 \text{ кА}.$$

$$i_{\Sigma y\partial 4} = 12,224 + 0,795 = 13,019 \text{ кА}.$$

Визначаємо струм КЗ в точці K_5 :

$$r_{\Sigma 5}^* = r_{\Sigma 2}^* + r_{KL.PII3}^*; \quad x_{\Sigma 5}^* = x_{KL.PII3}^* + x_{\Sigma 2}^*; \quad z_{\Sigma 5}^* = \sqrt{r_{\Sigma 5}^{*2} + x_{\Sigma 5}^{*2}},$$

$$r_{\Sigma 5}^* = 0,647 + 0,254 = 0,901 \text{ у.о.}$$

$$x_{\Sigma 5}^* = 0,065 + 11,371 = 11,436 \text{ у.о.}$$

$$z_{\Sigma 5}^* = \sqrt{0,901^2 + 11,436^2} = 11,471 \text{ у.о.}$$

$$I_{K5} = \frac{1 \cdot 54,985}{11,471} = 4,793 \text{ кА}.$$

$$i_{y\delta5} = \sqrt{2} \cdot 1,8 \cdot 4,793 = 12,201 \text{ кА}.$$

Визначаємо додток від АД :

$$r_{\Sigma5.AД}^* = 0,224 \text{ у.о.}$$

$$x_{\Sigma5.AД}^* = 229,28 + 0,018 = 229,3 \text{ у.о.}$$

$$z_{\Sigma5.AД}^* = \sqrt{0,224^2 + 229,3^2} = 229,3 \text{ у.о.}$$

$$I_{K5.CД} = \frac{0,9 \cdot 54,985}{229,3} = 0,216 \text{ кА}.$$

$$i_{y\delta5.AД} = \sqrt{2} \cdot 1,82 \cdot 0,216 = 0,556 \text{ кА}.$$

Визначаємо сумарні струми КЗ в точці K_5 :

$$I_{\Sigma K5} = 4,793 + 0,216 = 5,0 \text{ кА}.$$

$$i_{\Sigma y\delta5} = 12,201 + 0,556 = 12,757 \text{ кА}.$$

Визначаємо струм КЗ в точці K_6 :

$$r_{\Sigma6}^* = r_{\Sigma2}^* + r_{KЛ.П11}^* + r_{KЛ.Т11}^*; \quad x_{\Sigma6}^* = x_{\Sigma2}^* + x_{KЛ.П11}^* + x_{KЛ.Т11}^*; \quad z_{\Sigma6}^* = \sqrt{r_{\Sigma6}^{*2} + x_{\Sigma6}^{*2}},$$

$$r_{\Sigma6}^* = 1,13 + 0,647 + 0,19 = 1,967 \text{ у.о.}$$

$$x_{\Sigma6}^* = 0,164 + 11,371 + 0,048 = 11,583 \text{ у.о.}$$

$$z_{\Sigma6}^* = \sqrt{1,967^2 + 11,583^2} = 11,749 \text{ у.о.}$$

$$I_{K6} = \frac{1 \cdot 54,985}{11,749} = 4,68 \text{ кА}.$$

$$i_{y\delta6} = \sqrt{2} \cdot 1,8 \cdot 4,68 = 11,913 \text{ кА}.$$

Для вибору захисного обладнання результати розрахунку визначення струмів КЗ та ударних струмів зводимо в таблицю 3.1.

Таблиця 3.1 – Результати розрахунку струмів КЗ.

Точка КЗ	K_1	K_2	K_3	K_4	K_5	K_6
$I_K, \text{кА}$	4,624	5,325	4,779	5,11	5,0	4,68
$I_{y0}, \text{кА}$	11,773	13,537	12,165	0,019	12,757	11,913

3.2 Вибір захисного обладнання на ланці 110 кВ

Вибір та перевірка вимикачів.

Вимикачі вибираємо за значеннями струму та напруги. Вибираємо вимикач *ВГТ – 110 – 40 / 2500У1* з основними характеристиками [20]:

Номинальна напруга, <i>кВ</i>	110
Номинальна робоча напруга, <i>кВ</i>	126
Номинальний струм, <i>А</i>	2500
Струм на відключення, <i>кА</i>	40
Струм термічної стійкості, <i>кА (3с)</i>	40
Струм КЗ, <i>кА</i>	102
Час відключення вимикача, <i>с</i>	0.035
Час відключення управління, <i>с</i>	0.055

Значення струму в встановленому та аварійному режимах згідно розрахунків (розділ 2) становить:

$$I_p = 34,151 \text{ А}; \quad I_{AB} = 68,302 \text{ А}.$$

Розраховуємо параметри для перевірки вибраного вимикача [19]:

$$i_{ar} = \sqrt{2} \cdot I_{K1} \cdot e^{\frac{-\tau}{T_a}}, \text{кА}, \quad (3.16)$$

де τ – час від моменту КЗ до початку розмикання контактів:

$$\tau = t_{P3} + t_{e.e} = 0,01 + 0,035 = 0,045 \text{ с}, \quad (3.17)$$

де t_{P3} – мінімальний час дії РЗ, $t_{P3} = 0,01 \text{ с}$;

$t_{\text{в.в}}$ – час відключення вимикача;

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

I_{K1} – струм КЗ в точці K_1 , $I_{K1} = 4,624 \text{ кА}$.

Отже отримаємо:

$$i_{\text{ат}} = \sqrt{2} \cdot 4,624 \cdot e^{\frac{-0,045}{0,05}} = 2,659 \text{ кА}.$$

Визначаємо значення імпульсу квадратичного струму КЗ [19]:

$$B_K \approx I_{K1}^2 \cdot (t_{P3} + t_{\text{в.в}} + T_a), \quad (3.18)$$

де t_{P3} – час дії РЗ, $t_{P3} = 0,02 \text{ с}$;

$t_{\text{в.в}}$ – час відключення вимикача, $t_{\text{в.в}} = 0,055 \text{ с}$.

Отримуємо:

$$B_K \approx 4,624^2 \cdot (0,2 + 0,055 + 0,05) = 6,521 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}.$$

Результати заносимо в таблицю 3.2.

Таблиця 3.2 – Умови повірки вимикача

Розрахункові параметри	Умови повірки	Каталогові дані
За напругою		
$U_{\text{уст}} = 110 \text{ кВ}$	$U_{\text{уст}} \leq U_{\text{ном}}$	$U_{\text{ном}} = 110 \text{ кВ}$
За тривалістю струму		
$I_{\text{ав}} = 68,302 \text{ А}$	$I_{\text{ав}} < I_{\text{ном}}$	$I_{\text{ном}} = 2500 \text{ А}$
За електродинамічною стійкістю		
$I_{K1} = 4,624 \text{ кА}$	$I_{K1} \leq I_{\text{дин}}$	$I_{\text{дин}} = 40 \cdot \sqrt{2} = 56,57 \text{ кА}$
$i_{\text{уд}} = 11,773 \text{ кА}$	$i_{\text{уд}} \leq i_{\text{н.с}}$	$i_{\text{н.с}} = 40 \text{ кА}$
За термічною стійкістю		
$B_K = 6,521 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_K \leq I_{\text{мс}}^2 \cdot t_{\text{мс}}$	$I_{\text{нс}} \cdot t_{\text{нс}} = 40^2 \cdot 3 = 4800 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$

Вибраний вимикач $ВГТ-110-40/2500У1$ задовольняє умовам повірки на стійкість до струмів КЗ.

Вибір та перевірка роз'єднувачів.

Вибираємо роз'єднувач РДЗ – 110 / 1000УХЛ1 з ОСНОВНИМИ

характеристиками:

Номінальна напруга, кВ	110
Номінальний струм, кА	1000
Наскрізний струм, кА	80
Головні ножі - струм за термічною стійкістю, кА - час за термічною стійкістю, с	31,5 4
Ножі заземлення - струм за термічною стійкістю, кА - час за термічною стійкістю, с	31,5 1

Розрахунок роз'єднувачів проводимо аналогічно за формулами 3.16 – 3.18 та заносимо в таблицю 3.3.

Таблиця 3.3 – Умови перевірки роз'єднувача

Розрахункові параметри	Умови перевірки	Каталогові дані
За напругою		
$U_{уст} = 110 \text{ кВ}$	$U_{уст} \leq U_{ном}$	$U_{ном} = 110 \text{ кВ}$
За тривалістю струму		
$I_{ав} = 68,32 \text{ А}$	$I_{ав} \leq I_{ном}$	$I_{ном} = 1000 \text{ А}$
За електродинамічною стійкістю		
$i_{уд} = 11,773 \text{ кА}$	$i_{уд} \leq i_{н.с}$	$i_{н.с} = 80 \text{ кА}$
За термічною стійкістю		
$B_K = 6,521 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_K \leq I_{мс}^2 \cdot t_{мс}$	$I_{нс} \cdot t_{нс} = 31,5^2 \cdot 3 = 2976 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$
$B_K = 6,521 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$		$I_{нс} \cdot t_{нс} = 31,5^2 \cdot 1 = 992 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$

Вибраний роз'єднувач РДЗ – 110 / 1000УХЛ1 стійкий до дії струмів КЗ.

3.3 Вибір трансформаторів струму

На ланці 110кВ встановлюємо трансформатор струму (ТС), вбудований в трансформатор типу $TBT-110-III-600/5$ за напругою вставки, струмом первинної ланки. Перевірку проводимо за термічною та електродинамічною стійкістю. Основні характеристики ТС:

Номинальна напруга, кВ	110
Номинальний первинний струм, А	600
Номинальний вторинний струм, А	5
Клас точності	3
Номинальне навантаження, Ом	1,2
Номинальна кратність	20
Струм за термічною стійкістю, кА	20
Час за термічною стійкістю, с	3

Отримані значення перевірки заносимо в таблицю 3.4.

Таблиця 3.4 – Умови вибору та перевірки трансформатора струму.

Розрахункові параметри	Умови перевірки	Каталогові дані
За напругою		
$U_{уст} = 110 \text{ кВ}$	$U_{уст} \leq U_{ном}$	$U_{ном} = 110 \text{ кВ}$
За тривалістю струму		
$I_{ав} = 68,302 \text{ А}$	$I_{ав} \leq I_{ном}$	$I_{ном} = 600 \text{ А}$
За термічною стійкістю		
$B_K = 6,521 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_K \leq (K_m \cdot I_{1ном})^2 \cdot t_{мер}$	$(25 \cdot 0,6)^2 \cdot 3 = 675 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$

Вибираємо на секційній перемичці ТС типу $T\Phi 3M-110-I-100/5$ У1 з основними характеристиками:

Номинальна напруга, кВ	110
Номинальний первинний струм, А	100
Номинальний вторинний струм, А	5
Струм за динамічною стійкістю, кА	41
Термічна стійкістю, $\text{кА}^2 \cdot \text{с}$	48

Умови вибору ТС зводимо в таблицю 3.5.

Таблиця 3.5 – Умови вибору секційного трансформатора струму

Розрахункові параметри	Умови повірки	Каталогові дані
За напругою		
$U_{уст} = 110 \text{ кВ}$	$U_{уст} \leq U_{ном}$	$U_{ном} = 110 \text{ кВ}$
За тривалістю струму		
$I_{ав} = 68,302 \text{ А}$	$I_{ав} \leq I_{ном}$	$I_{ном} = 100 \text{ А}$
За симетричним струмом відключення		
$i_y = 11,773 \text{ кА}$	$i_{y0} \leq i_{н.с}$	$i_{дин} = 41 \text{ кА}$
За термічною стійкістю		
$B_K = 6,531 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_K \leq I_{мс}^2 \cdot t_{мс}$	$I_{мер} \cdot t_{мер} = 48 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$

Вибір ОПН.

На ланці 110 кВ при дотриманні умови $U_{уст} \leq U_{ном}$ вибираємо ОПН типу ОПН – 110 / 73 / 10 / 400 – 10(II) УХЛ1, для забезпечення надійності захисту від зовнішніх та внутрішніх перенапруг.

3.4 Вибір захисного обладнання на стороні 10кВ.

Вибір вимикачів.

На ввідних комірках КРУ до встановлення вибираємо вимикачі ВВЭ – 10 – 20 / 630 УЗ.

Визначаємо значення теплового імпульсу за формулою 3.18.

$$B_k = 5,590^2 \cdot (1 + 0,05 + 0,02) = 33,435 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}.$$

Умови вибору вимикача зводимо в таблицю 3.6

Таблиця 3.6 – Умови вибору 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		
$I_{ав} = 205,8 \text{ А}$	$I_{ав} \leq I_{ном}$	$I_{ном} = 630 \text{ А}$
За симетричним струмом відключення		
$I_{nt} = 5,325 \text{ кА}$	$I_{nt} < I_{ном}$	$I_{н.відкл.} = 20 \text{ кА}$
$i_y = 13,537 \text{ кА}$	$i_y \leq i_{дин}$	$i_{дин} = 20 \text{ кА}$
За термічною стійкістю		
$B_K = 33,435 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_K \leq I_{мер}^2 \cdot t_{мер}$	$I_{мер} \cdot t_{мер} = 1200 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$

Вимикачі на відхідних лініях встановлюємо цього ж типу.

Вибір автоматів за запобіжників.

На трансформаторах $КТП - 630/10/0,4$ та $КТП - 400/10/0,4$ встановлюємо:

- ввідний автомат – $ВА55 - 43$,
- секційний автомат – $ВА55 - 41$.

Для захисту $КТП$ вибираємо запобіжники типу $ПКТ - 102$.

Розрахунковий струм плавкої вставки запобіжника визначаємо за формулою [20]:

$$I_{пл.вст} = \frac{S_p \cdot 1,4}{N \cdot \sqrt{3} \cdot 10,5}, \quad (3.19)$$

де S_p – розрахункове сумарне навантаження $ТП$;

N – кількість трансформаторів на $ТП$.

Для $ТП1$:

$$\text{Отримуємо: } I_{пл.вст} = \frac{1992,63 \cdot 1,4}{4 \cdot \sqrt{3} \cdot 10,5} = 38,35 \text{ А.}$$

Результати розрахунків для інших $ТП$ заносимо в таблицю 3.7.

Розрахунковий струм ввідного автомату визначаємо з виразу [20]:

$$I_{p.авт.} = \frac{S_p}{N \cdot \sqrt{3} \cdot 0,4}. \quad (3.20)$$

Для ТП1 отримуємо: $I_{p.авт.} = \frac{1992,63}{4 \cdot \sqrt{3} \cdot 0,4} = 719,05 \text{ А}.$

Вибір струмів ввідних автоматів заносимо в таблицю 3.7.

Значення розрахункового струму секційного вимикача визначаємо за формулою [20]:

$$I_{p.авт} = \frac{1992,63 \cdot 0,7}{4 \cdot \sqrt{3} \cdot 0,4} = 503,33 \text{ А}.$$

Вибір струмів секційних автоматів заносимо в таблицю 3.7.

Таблиця 3.7 – Вибір вставок захисного обладнання

№ ТП	$S_p, \text{Вм}$	$N_{тр}$	$I_{пл.вст.}, \text{А}$	$I_{пл.вст.}^{ном}, \text{А}$	Ввідний автомат		Секційний автомат	
					$I_{p.авт.}, \text{А}$	$I_{авт.}^{ном}, \text{А}$	$I_{p.авт.}, \text{А}$	$I_{авт.}^{ном}, \text{А}$
1	1987.1	4	38.35	40	719.05	1600	503.33	1000
2	1782.12	4	34.298	40	643.08	1600	450.15	1000
3	648.34	2	24.95	40	461.91	630	327.53	1000
4	561.34	2	21.6	40	405.12	630	283.58	1000
5	505.85	1	38.94	40	730.15	1600	511.1	1000
6	1694.66	4	32.61	40	611.28	630	427.9	1000

Вибираємо запобіжник серії ПКТ102 – 12 – 40 – 20ТЗ.

Перевірка перерізів кабельних ліній 10кВ.

Вибрані перерізи кабелів перевіряємо на стійкість до струмів КЗ за оцінкою термічної стійкості згідно формули [20]:

$$I_{HT} = \frac{q \cdot C}{\sqrt{t_{\Pi}}}, \quad (3.21)$$

де q – переріз проводу, мм^2 ;

C – температурний коефіцієнт, для кабелів з паперовою ізоляцією

$$C = 94 \text{ A} \cdot \text{c} / \text{мм}^2.$$

t_{II} – приведений час КЗ:

$$t_{II} = t_{P3} + t_{ПО} + T_a, \quad (3.22)$$

де t_{P3} – час релейного захисту на шинях ГПП або РП ; $t_{P3} = 0,5 \text{ c}$ для РП1, РП2, РП3; $t_{P3} = 1 \text{ c}$ для ГПП ;

$t_{ПО}$ – повний час відключення вимикача, $t_{ПО} = 0,5 \text{ c}$;

T_a – постійна часу, $T_a = 0,01 \text{ c}$ для розподільної мережі 10кВ; $T_a = 0,02 \text{ c}$ для шин ГПП ;

Для ланки ГПП – РП1 отримуємо:

$$t_{II} = 1 + 0,05 + 0,02 = 1,07 \text{ c}.$$

$$I_{HT.РП1} = \frac{95 \cdot 94}{\sqrt{1,07 \cdot 1000}} = 8,63 \text{ кА}.$$

$$I_{HT.РП1} > I_{КЗ}; \quad 8,63 > 5,4.$$

Вибране січення $F_{CT} = 95 \text{ мм}^2$ є термічно стійким до струмів КЗ.

Для ланки ГПП – РП2:

$$t_{II} = 1 + 0,05 + 0,02 = 1,07 \text{ c}.$$

$$I_{HT.РП2} = \frac{95 \cdot 94}{\sqrt{1,07 \cdot 1000}} = 8,63 \text{ кА}.$$

$$I_{HT.РП2} > I_{КЗ} \quad 8,63 > 4,779.$$

Вибране січення $F_{CT} = 95 \text{ мм}^2$ є термічно стійким до струмів КЗ.

Для ланки ГПП – РП3:

$$t_{II} = 1 + 0,05 + 0,02 = 1,07 \text{ c}.$$

$$I_{HT.РП3} = \frac{95 \cdot 94}{\sqrt{1,07 \cdot 1000}} = 8,63 \text{ кА}.$$

$$I_{HT.РП3} > I_{КЗ} \quad 8,63 > 5,0.$$

Вибране січення $F_{CT} = 95 \text{ мм}^2$ є термічно стійким до струмів КЗ.

Для ланки РП1 – ТП1:

$$t_{II} = 0,5 + 0,05 + 0,01 = 0,56 \text{ с.}$$

$$I_{HT.PP3} = \frac{50 \cdot 94}{\sqrt{0,56 \cdot 1000}} = 6,28 \text{ кА.}$$

$$I_{HT.TP1} > I_{K3} \quad 6,28 > 4,79.$$

Вибране січення $F_{CT} = 50 \text{ мм}^2$ є термічно стійким до струмів КЗ.

Розрахунки для кабельних ліній 10кВ щодо стійкості до струмів КЗ зводимо в таблицю 3.8.

Таблиця 3.8 – Результати перевірки кабелів 10кВ на стійкість до струмів КЗ

Ділянка	$F_{CT}, \text{мм}^2$	$I_K, \text{А}$	$t_{II}, \text{с}$
ГПП – РП1	3×95	5,40	1,07
ГПП – РП2	3×95	4,779	1,07
ГПП – РП3	3×95	5,0	1,07
РП1 – ТП1	3×50	4,79	0,56
РП3 – ТП2	3×25	4,79	0,56
РП3 – ТП3	3×25	4,79	0,56
РП3 – ТП5	3×25	4,79	0,56
РП3 – ТП4	3×25	4,79	0,56
РП2 – ТП6	3×25	4,68	0,56
РП1 – ІІ	3×35	4,79	0,56
РП2 – АД	3×25	4,79	0,56
РП3 – СД	3×25	4,79	0,56

Вибір шин на ланках 10кВ.

Збірні шини знаходяться на РП. Вибір проводимо за допустимим струмом із визначенням робочого струму [20]:

$$I = \frac{S_{mp} \cdot 1,4}{\sqrt{3} \cdot U_{ном}} = \frac{10000 \cdot 1,4}{\sqrt{3} \cdot 10} = 808,29 \text{ А.} \quad (3.23)$$

Із [20] вибираємо: алюмінієві збірні шини з перерізом $S = 80 \times 6 \text{ мм}^2$ та $I_{дон} = 1150 \text{ А}$.

Проводимо перевірку за електродинамічною стійкістю. Найбільші зусилля виникають при трифазному КЗ. Перевірку проводимо за значеннями ударного струму на шинах ГПП: $i_v = 11,773 \text{ кА}$.

Визначаємо зусилля між фазами при струмах трифазного КЗ [20]:

$$F_\phi = \frac{\sqrt{3} \cdot i_v^2}{a} \cdot 10^{-7}, \quad (3.24)$$

де a – відстань між фазами, $a = 0,25 \text{ м}$.

$$\text{Звідси: } F_\phi = \frac{\sqrt{3} \cdot (11,773 \cdot 10^3)^2}{0,25} \cdot 10^{-7} = 96 \text{ Н / м}.$$

Визначаємо момент опору шин за формулою [19]:

$$W = 0,167 \cdot b^2 \cdot h = 0,167 \cdot 8^2 \cdot 0,6 = 6,41 \text{ см}^3, \quad (3.25)$$

де b – ширина шини, $b = 8 \text{ см}$;

h – висота шини, $h = 0,6 \text{ см}$.

Момент опору шин становить [20]:

$$l = \sqrt{\frac{10 \cdot \sigma_{\text{дон}} \cdot W}{F_\phi}} = \sqrt{\frac{10 \cdot 70 \cdot 6,41}{96}} = 6,873 \text{ м}, \quad (3.26)$$

де $\sigma_{\text{дон}}$ – допустиме значення напруженості в матеріалі,

$\sigma_{\text{дон}} = 70 \text{ МПа}$ (для алюмінієвих шин).

Напруження в матеріалі фаз становить [20]:

$$\sigma_p = \frac{F_\phi \cdot l^2}{10 \cdot W} = \frac{96 \cdot 6,873^2}{10 \cdot 6,41} = 70 \text{ МПа}. \quad (3.27)$$

Допустиме зусилля між фазами [20]:

$$F_{\text{дон}} = \frac{10 \cdot \sigma_{\text{дон}} \cdot W}{l^2} = \frac{10 \cdot 70 \cdot 6,41}{6,873^2} = 95 \text{ МПа}.$$

При перевірці електродинамічної стійкості шин необхідно виконання наступних умов [20]:

$$\sigma_p \leq \sigma_{\text{дон}}; \quad F_\phi \leq F_{\text{дон}}.$$

Вибрані шини задовольняють умовам:

$$\sigma_p = 70 \text{ МПа} = \sigma_{\text{дон}} = 70 \text{ МПа};$$

$$F_\phi = 96 \frac{\text{Н}}{\text{м}} = F_{\text{доп}} = 96 \text{ Н / м.}$$

Вибір РП на стороні 10кВ.

Розподільний пристрій на низькій стороні ГПП виконуємо як ЗРП з комірками К-59 типу ВВЭ-М-10 із характеристиками та комплектацією [20]:

Показники	Параметри
Номінальна напруга, кВ	10
Номінальний струм головних ланок, А	630, 1000, 1600
Номінальний струм збірних шин, А	1000, 1600, 2000
Макс. переріз силових кабелів, мм ²	4×(3×240)
Тип вимикачів	ВВЭ-М-10
Номінальний струм відключення вимикачів, кА	20
Струм за термічною стійкістю (3 с), кА	20
Струм електродинамічної стійкості, кА	51
Трансформатор струму	ТОЛ-10 (ТКЛ-10)
Трансформатор напруги	ЗНОЛ-0,6, НОЛ-0,8
Тип роз'єднувача	РВР-10 / 4000
Тип розрядника	ОПН-10
Тип високовольтних запобіжників	ПК1-10, ПК2-10

3.5 Висновки до третього розділу

Для зниження втрат електричної енергії на підприємстві було запропоновано:

- на основі проведених розрахунків струмів КЗ здійснено вибір та перевірку елементів захисту та автоматики на ланках 110кВ й 10кВ;

- проведено вибір обладнання та запропоновано структурну схему реалізації технологічного обліку електричної енергії на підприємстві, що дозволить знизити складову комерційних втрат та можливість оптимального керування електроспоживанням.

4 ОХОРОНА ПРАЦІ ТА БЕЗПЕКА В НАДЗВИЧАЙНИХ СИТУАЦІЯХ

4.1 Розрахунок занулення та пропозиції щодо захисних засобів при експлуатації електроустановок

При глухо заземленій нейтралі на електричному обладнанні на напрузі $0,4\text{кВ}$ необхідно виконати занулення [22].

Для прикладу, проводимо розрахунок занулення обладнання, що отримує живлення від двох трансформаторних підстанцій $ТМ\ 1000/6\text{кВ}$: довжина кабельної лінії 110 м та довжиною проводу 55 м .

Схема занулення наведено на рисунку 4.1.

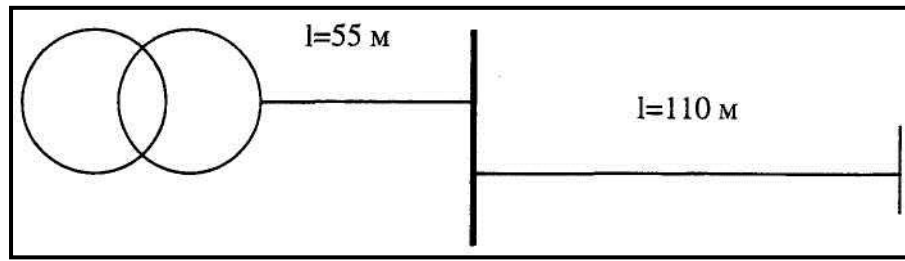


Рисунок 4.1 – Схема занулення для розрахунку.

1. Розрахунок на здатність відключення.

Струм короткого замикання, що обумовлений фазною напругою та повним опором ланцюга КЗ (петля фаза - нуль), визначається за формулою [22]:

$$I_{\text{кз}} = \frac{U_{\phi}}{\sqrt{(r_{\phi} + r_0)^2 + (x_{\phi} + x_0)^2 + \frac{z_m}{3}}}, A, \quad (4.1)$$

де r_{ϕ}, r_0 – значення активного опору фазного та нульового проводів, відповідно, Ом ;

Знаходимо значення активного опору фазного проводу:

$$r_{\phi} = r_{0\kappa} \cdot l_{\kappa} + r_{0n} \cdot l_n, \quad (4.2)$$

де $r_{0\kappa}, r_{0n}$ – значення активного опору кабельної перемички та проводу, відповідно, $\text{Ом}/\text{км}$;

l_k, l_n – довжина кабельної перемички та проводу, відповідно, км.

$r_{0к} = 0,443 \text{ Ом/км}; r_{0n} = 0,62 \text{ Ом/км}; l_k = 0,110 \text{ км}; l_n = 0,055 \text{ км}.$

Отримуємо: $r_\phi = 0,443 \cdot 0,110 + 0,62 \cdot 0,055 = 0,083 \text{ Ом}.$

Визначаємо значення реактивного опору фазного проводу за формулою:

$$x_\phi = x_{0к} \cdot l_k + x_{0n} \cdot l_n, \quad (4.3)$$

де $x_{0к}, x_{0n}$ – значення питомого реактивного опору кабельної перемички та проводу, відповідно Ом/км;

За таблицями [22]: $x_{0к} = 0,08 \text{ Ом/км}, x_{0n} = 0,083 \text{ Ом/км}.$

Отримуємо: $x_\phi = 0,08 \cdot 0,110 + 0,083 \cdot 0,055 = 0,013 \text{ Ом}.$

Знаходимо значення активного опору нульового проводу за формулою:

$$r_0 = r_{0к0} \cdot l_k + r_{0n0} \cdot l_n, \quad (4.4)$$

де $r_{0n0}, r_{0к0}$ – значення питомого активного опору нульової жили кабельної перемички та нульового проводу, відповідно, Ом/км.

$r_{0к0} = 0,62 \text{ Ом/км}, r_{0n0} = 1,24 \text{ Ом/км}.$

Отримуємо: $r_{0к0} = 0,62 \cdot 0,110 + 1,24 \cdot 0,055 = 0,1364 \text{ Ом}.$

Визначаємо значення реактивного опору нульового проводу за формулою:

$$x_0 = x_{0к0} \cdot l_k + x_{0n0} \cdot l_n, \quad (4.5)$$

де $x_{0n0}, x_{0к0}$ – значення питомого реактивного опору нульової жили кабельної перемички та нульового проводу, відповідно, Ом/км.

$x_{0к0} = 0,086 \text{ Ом/км}, x_{0n0} = 0,091 \text{ Ом/км}.$

Отримуємо: $x_0 = 0,086 \cdot 0,110 + 0,091 \cdot 0,055 = 0,014 \text{ Ом}.$

Розрахунковий опір трансформатора ТМ-1000/10 становить $z_m = 0,027 \text{ Ом}.$

Таким чином, згідно із формулою (4.1), отримуємо:

$$I_{кз} = \frac{220}{\sqrt{(0,083 + 0,136)^2 + (0,013 + 0,014)^2} + \frac{0,027}{3}} = 956,522 \text{ А}.$$

Виконуємо перевірку виконання умови за кратністю струму КЗ щодо

номінального струму максимального струмового захисту [22]:

$$k_{кр} = \frac{I_{кз}}{I_{ном.вст}} \geq k_{кр.доп},$$

де $k_{кр.доп}$ – допустима кратність, $k_{кр.доп} = 3$.

$$\text{Отримуємо: } k_{кр} = \frac{956,522}{100} = 9,565 > 3.$$

Умова кратності струму виконується.

2. Визначення напруги на корпусі на час спрацювання захисту.

Визначаємо максимальне значення напруги згідно умови [22]:

$$U_k = I_{кз} \cdot z_0 \leq U_{д.доп}(t_{с/з}), \quad (4.6)$$

$$\text{де } z_0 = \sqrt{r_0^2 + \left(\frac{x}{2}\right)^2};$$

$$\text{Отримуємо: } z_0 = \sqrt{0,136^2 + \left(\frac{0,014}{2}\right)^2} = 0,136 \text{ Ом}.$$

Значення напруги на корпусі становить:

$$U_k = 956,522 \cdot 0,136 = 130,087 \text{ В}.$$

У відповідності з ампер-секундної характеристики [22], час відключення запобіжника ПН2–100 становить $t_{с/з} = 0,3 \text{ с}$.

Допустима напруга дотику при $t_{с/з} = 0,3 \text{ с}$ [22] складає 165 В.

Отже, занулення задовольняє умову $U_k \leq U_{д.доп}(t_{с/з})$.

Оскільки занулення задовольняє приведені вище умови, то приймаємо його як захисну міру аварійного режиму.

3. Використання електрозахисних засобів при експлуатації електроустановок 0,4 кВ.

Перелік електрозахисних засобів, що використовують при експлуатації електроустановок 0,4 кВ, приведено в табл. 4.1.

Таблиця 4.1 – Електрозахисні засоби при експлуатації електроустановок 0,4 кВ

Засоби захисту	Тип	Кількість
Електровимірвальні кліщі	<i>Ц – 91</i>	1 шт.
Показники напруги	<i>УНН – 10</i>	2 шт.
Слюсарно-монтажний інструмент з ізолювальними рукоятками		1 комплект
Діелектричні рукавички		2 пари
Діелектричні калоші		2 пари
Ізолюючі підставки		2 шт.
Переносні заземлення	<i>ЗПГ – 1</i>	2 шт.
Плакати безпеки		1 комплект

4.2 Підвищення стійкості роботи підприємства в умовах надзвичайних ситуацій

До факторів, що впливає на стійкість об'єкта, відносяться: район розташування, планування та забудова території, схеми системи електропостачання, технологічні зв'язки, система управління, готовність до відновлення [23].

Аналізуючи район розташування підприємства можна виявити відсутність на даній території інших об'єктів, які можуть служити джерелом виникнення вторинних факторів ураження. Небезпечним фактором є розташований поблизу лісовий масив – джерело пожеж.

Внутрішніми вогнищами загоряння може бути замикання електричних провідників та кабелів, недотримання пожежної безпеки персоналом.

Для запобігання цьому необхідно своєчасно обслуговувати електроустановки, дотримання персоналом підстанцій правил пожежної безпеки.

Необхідно відзначити, що великий вплив на стійку роботу всього комплексу надають якість і відповідні вказівники монтажних робіт та своєчасне проведення профілактичних заходів [23].

При ураженні при надзвичайних ситуаціях окремих вузлів електричного обладнання, необхідно мати запас відповідних елементів та проектну документацію для проведення робіт.

Відповідно до категорії виробництва до приміщень пред'являються

спеціальні протипожежні вимоги, виконання яких забезпечує запобігання поширенню пожежі за межі вогнища та можливість швидкої евакуації людей на випадок пожежі.

У числі вимог [23]: застосування конструкцій будівель з регламентованими межами вогнестійкості; застосування вогнезахисних матеріалів (фарба, ґрунтовка), обладнання установок автоматичного водяного пожежогасіння та автоматичної пожежної безпеки та ін. [23].

Пожежо- та вибухонебезпечні цехи та ділянки виробництва категорій *A*, *B* та *B* (забарвлення, просочення ізоляції і т.п.) при розміщенні їх в загальних виробничих корпусах ізолюють від інших приміщень протипожежними стінами. Дверні прорізи в протипожежних стінах перекривають спеціальними дверима з негорючих або важко горючих матеріалів. Двері можуть бути навісні або розсувні з межею вогнестійкості не менше 1,2 год. При перетині протипожежних перешкод різними виробничими комунікаціями зазори між комунікаціями та перешкодами закладають наглухо будівельним розчином або мастикою з негорючих матеріалів на всю товщину перепони [23].

Важливим питанням є евакуація людей з приміщень при пожежі. Під час вимушеної евакуації людей не кожні двері, сходи, отвір, можуть забезпечити швидко і безпечно евакуацію людей. Як евакуаційний можуть служити виходи, що ведуть в сусіднє приміщення того ж поверху, забезпечене вищевказаними виходами. Кількість евакуаційних виходів визначається розрахунком, але як мінімум, їх повинно бути не менше двох [23].

Найбільш частими причинами виникнення пожеж і вибухів є електричні дуги та іскри, недопустиме перегрівання провідників струмами КЗ або перевантаженнями, незадовільний стан контактів в місцях з'єднання проводів.

Можливі загоряння ізоляції проводів і обмоток електричних машин, трансформаторів внаслідок пошкодження ізоляції і перевантаження їх струмами.

Щоб уникнути неприпустимого нагрівання провідників, іскріння та виникнення електричних дуг в машинах та апаратах, електрообладнання для пожежонебезпечних і вибухонебезпечних електроустановок необхідно вибирати

в суворій відповідності до вимог ПУЕ [23].

Спорудження розподільних пристроїв напругою вище 1000В в пожежонебезпечних зонах не рекомендується, але при необхідності допускається за умови застосування щитів і шаф в закритому виконанні, наприклад комплектних розподільних пристроїв (КРП).

Всі виробничі приміщення повинні мати первинні засоби пожежогасіння для локалізації вогню та гасіння пожежі до прибуття викликаної на пожежу відомчої або міської пожежної команди.

ЗАГАЛЬНІ ВИСНОВКИ

У кваліфікаційній роботі розв'язана практична задача впровадження заходів зниження втрат в системі електропостачання підприємства на основі аналізу режимів електроспоживання.

1. Для впровадження заходів зниження втрат та забезпечення надійності проведений вибір цехових підстанцій з рівномірним розподіленням навантаження на основі розрахунків силового та освітлювального обладнання підприємства.

2. Розроблено схему мережі електропостачання на ланках 10кВ для забезпечення рівномірного розподілу навантажень на $РП$ в різних режимах роботи та зменшення втрат в цехових трансформаторах.

3. Проведено заміну трансформаторів $ГПП$ на меншу потужність з 16000кВА на 10000кВА із врахуванням зниження втрат на ланках 10кВ цехових трансформаторів та встановлено трансформатори $ТДН - 10000/110/10\text{кВ}$.

4. Проведений вибір пристроїв компенсації реактивної потужності на ланках $0,4\text{кВ}$ цехових підстанцій й на ланці 10кВ $ГПП$ дозволить забезпечити баланс реактивної потужності та покращення показників якості електроенергії й зниження втрат в кабельних лініях.

5. Проведені розрахунки щодо вибору перерізів кабельних ліній 10кВ дозволило здійснити правильний вибір захисного обладнання.

6. Вибране захисне обладнання на основі розрахунків $КЗ$ повністю забезпечить надійність роботи системи електропостачання в нормальних та аварійних режимах роботи.

ПЕРЕЛІК ПОСИЛАНЬ

1. Ципленков Д. В., Красовський П. Ю. Методи та засоби зниження технічних втрат електроенергії в елементах систем електропостачання / Д. В. Ципленков, П. Ю. Красовський // Електротехніка та електроенергетика – 2015. – № 1. – С. 77–82.
2. Красовський П.Ю. Складові втрат електроенергії в елементах систем електропостачання / П.Ю. Красовський // Вісник НГУ України. – 2009. – С. 77-80.
3. Шкрабець Ф.П. Класифікація і структура втрат електроенергії / Ф.П. Шкрабець, Ю.В. Куваєв, Д.В. Ципленков, П.Ю. Красовський // Вісник Кременчуцького державного політехнічного університету. – Вип. 3(32). – 2005. – С.122–124.
4. Лежнюк П.Д., Кулик В.В., Поліщук А.Л. Інформаційне забезпечення розрахунків втрат електроенергії у міських електричних мережах / П.Д. Лежнюк, В.В. Кулик, А.Л. Поліщук // Світлотехніка та електроенергетика. – № 1. – 2008. – С. 51 – 57.
5. Кудрин Б. И., О потерях электрической энергии та мощности в электрических сетях // Энергетика. – 2003. – №2. – С. 3 – 11.
6. Шкрабець Ф.П. Эксплуатационная динамика потерь электроэнергии в системах электроснабжения: монография / Ф.П. Шкрабець, П.Ю. Красовський; М-во образования и науки Украины, Нац. горн. ун-т. – Д. НГУ, 2015. – 152 с.
7. ГНД 34.09.204-2004. Методичні вказівки з аналізу технологічних витрат електроенергії та вибору заходів щодо їх зниження / М-во палива та енергетики України. – Офіц. вид. – К.: ГРІФРЕ: М-во палива та енергетики України, 2004. – 159 с.
8. Зниження втрат електроенергії у сільському господарстві / [В. Г. Бебко, С. Я. Меженний, В. Г. Стафійчук, В. Ю. Юрчук]. – К.: Урожай, 1978. – 128 с.
9. Кулик В.В., Пискляров Д.С. Оцінка вірогідності результатів аналізу втрат електроенергії в розподільних електричних мережах засобами АСКОВЕ //

Вісник Харківського національного технічного університету сільського господарства імені Петра Василенка. – 2006. – Вип. 43. т. 1. – С. 40–49.

10. Галузевий нормативний документ ГНД 34.09. 104 – 2003. Методика складання структури балансу електроенергії в електричних мережах 0,38 – 150 кВ, аналізу його складових і нормування технологічних втрат електроенергії. – К.: ОЕП "ГРІФРЕ", 2004. – 115 с.

11. Автоматизовані системи контролю, обліку та управління енерговикористанням [Електронне видання] /О.В. Коцар // Навч. посібн. – К.: КПІ ім. Ігоря Сікорського, – Дніпро: Середняк Т.К. – 2017. – 44 с.

12. Оптимальная компенсация реактивной мощности в системах распределения электрической энергии: Монография / А. А. Герасименко, В. Б. Нешатаев. – М.: Проспект. – 2015. – 219 с.

13. 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.

14. Неклепаев Б. Н. Электрическая часть электростанций и подстанций [Текст]: справочные материалы для курсового и дипломного проектирования / Б. Н. Неклепаев, И. П. Крючков. – 4-е изд., перераб. и доп. – М.: Энергоатомиздат, 1989. – 608 с.

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

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

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

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

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

20. Андреев В. А. Релейная защита, автоматика и телемеханика в системах электроснабжения [Текст]: учебник для вузов / В. А. Андреев. – 2-е изд, перераб. и доп. – Москва : Высш. шк., 1985. – 391 с.

21. Дорошев К. И. Эксплуатация комплектных распределительных устройств 6-220 кВ. [Текст] / К.И. Дарошев. – М.: Энергоатомиздат, – 1987. – 336 с.

22. 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.

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