

**МІНІСТЕРСТВО ОСВІТИ І НАУКИ УКРАЇНИ
НАЦІОНАЛЬНИЙ УНІВЕРСИТЕТ ХАРЧОВИХ ТЕХНОЛОГІЙ**

Інститут (факультет) _____ ННІТІ ім. акад. І.С. Гулого _____
Кафедра _____ Електропостачання та енергоменеджменту _____

«До захисту в ЕК»
Директор інституту

(підпис) Сергій БЛАЖЕНКО
(ім'я та прізвище)

« ___ » _____ грудня 2025 р.

«До захисту допущено»
Завідувач кафедри

(підпис) Сергій БАЛЮТА
(ім'я та прізвище)

« ___ » _____ грудня 2025 р.

**КВАЛІФІКАЦІЙНА РОБОТА
НА ЗДОБУТТЯ ОСВІТНЬОГО СТУПЕНЯ МАГІСТРА**

зі спеціальності 141 «Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка»
(код та назва спеціальності)

освітньо-професійної програми «Електротехнічні системи електроспоживання»
на тему: «Розробка системи електропостачання цементного заводу та накопичувачі енергії в системах електрозабезпечення»

Виконав: здобувач 2 курсу, групи ЕЛ-2-6М

_____ Тищенко Тарас Віталійович _____

(прізвище, ім'я, по батькові повністю)

Керівник Копилова Людмила Олександрівна _____
(прізвище, ім'я та по батькові повністю) (підпис)

Консультанти _____
(ім'я та прізвище) (підпис)

_____ (ім'я та прізвище) (підпис)

_____ (ім'я та прізвище) (підпис)

Рецензент Валентин Петренко _____
(ім'я та прізвище) (підпис)

Я як здобувач(ка) Національного університету харчових технологій розумію і підтримую політику університету з академічної доброчесності. Я не надавав(-ла) і не одержував(-ла) недозволеної допомоги під час підготовки цієї роботи. Використання ідей, результатів і текстів інших авторів мають посилання на відповідне джерело

Здобувач _____
(підпис)

Київ – 2025 р.

НАЦІОНАЛЬНИЙ УНІВЕРСИТЕТ ХАРЧОВИХ ТЕХНОЛОГІЙ

Інститут (факультет) Навчально - науковий інженерно - технічний інститут ім. акад. І. С. Гулого

Кафедра Електропостачання та енергоменеджменту

Освітній ступінь магістр

Спеціальність 141 «Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка»
(код і назва)

Освітньо-професійна програма «Електротехнічні системи електроспоживання»
(назва)

ЗАТВЕРДЖУЮ

Завідувач
кафедри ЕПЕМ
/Сергій БАЛЮТА/

“17” вересня 2025 року

ЗАВДАННЯ НА КВАЛІФІКАЦІЙНУ РОБОТУ ЗДОБУВАЧА

Тищенко Тарасу Віталійовичу

(прізвище, ім'я, по батькові)

1. Тема роботи Розробка системи електропостачання цементного заводу та накопичувачі енергії в системах електрозабезпечення

керівник роботи Копилова Людмила Олександрівна, к.т.н.

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

затвержені наказом закладу вищої освіти від “ 17 вересня 2025 року № 712-кС

2. Строк подання здобувачем роботи 10 грудня 2025 року

3. Вихідні дані до роботи Генеральний план заводу, відомості про електричні навантаження заводу, відомість електричних навантажень ремонтно-механічного цеху, можливі напруги живлення, параметри енергосистеми для розрахунків КЗ

4. Зміст пояснювальної записки (перелік питань, які потрібно розробити) Розрахунок електричних навантажень, вибір напруги та схеми мережі живлення, вибір цехових ТП, розрахунок КЗ, вибір високо- та низьковольтної апаратури, розрахунок електропостачання ремонтно-механічного цеху, релейний захист одного з елементів системи електропостачання, розгляд спецпитання

5. Перелік графічного матеріалу

Презентація до пояснювальної записки – 5 креслень

1. План підприємства з ГПП, РП, цеховими ТП, кабельними лініями напругою 10 кВ і картограмою електричних навантажень, 2. Схема електропостачання цементного заводу 3. План ремонтно-механічного цеху з ТП та РП. 4. Конструктивне виконання КТП 630/6 та схема заповнення КТП 5. Схема релейного захисту та автоматики.

6. Консультанти розділів роботи

Розділ	Прізвище, ініціали та посада консультанта	Підпис, дата	
		завдання видав	завдання прийняв

7. Дата видачі завдання _____ 17 вересня 2025 р. _____

КАЛЕНДАРНИЙ ПЛАН

№	Назва етапів виконання кваліфікаційної роботи	Строк виконання етапів роботи	Примітка
	Отримання завдання на магістерську роботу	17.09.2025 р.	
	Вступ	17 - 18.09.2025 р.	
	1 ОСОБЛИВОСТІ ТЕХНОЛОГІЧНОГО ПРОЦЕСУ ДАНОГО ПІДПРИЄМСТВА (ЦЕХУ), КЛАСИФІКАЦІЯ Й ЗАГАЛЬНІ ХАРАКТЕРИСТИКИ СПОЖИВАЧІВ ЕЛЕКТРОЕНЕРГІЇ (ЗА РОДОМ СТРУМУ, НАПРУГОЮ, НАДІЙНІСТЮ Й Т. П.)	25.09-15.10.2025 р.	
	2 ВИБІР ЧИСЛА, ПОТУЖНОСТІ Й ТИПУ СИЛОВИХ ТРАНСФОРМАТОРІВ ГОЛОВНОЇ ПОНИЖУВАЛЬНОЇ ПІДСТАНЦІЇ (ГПП) І ЦЕХОВИХ ПІДСТАНЦІЙ	17.10-25.10.2025 р.	
	3 РОЗРАХУНОК СТРУМІВ КЗ І ВИБІР КОМУТАЦІЙНО-ЗАХИСНОЇ АПАРАТУРИ В МЕРЕЖІ ВН	27.10-10.11.2025 р.	
	4 КОМПЕНСАЦІЯ РЕАКТИВНОЇ ПОТУЖНОСТІ	12.11-20.11.2025 р.	
	5 НАКОПИЧУВАЧІ ЕНЕРГІЇ В СИСТЕМАХ ЕЛЕКТРОЗАБЕЗПЕЧЕННЯ	22.11-3.12.2025 р.	
	Оформлення графічної частини роботи (презентація, креслення, ЯКЦО Є)	4.12-9.12.2025 р.	
	Подання готової роботи для перевірки на плагіат	10.12.2025 р.	

Здобувач _____
(підпис)

Тищенко Т.В.
(прізвище та ініціали)

Керівник роботи _____
(підпис)

Копилова Л.О.
(прізвище та ініціали)

АНОТАЦІЯ

Тищенко Т.В. Розробка системи електропостачання цементного заводу. Спец. 141 Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка , ОП Електротехнічні системи електроспоживання, НУХТ, Київ 2025.

Кваліфікаційна робота: 82 с.; 35 рис.; табл.30; 22 джерел.

Метою кваліфікаційної роботи є розроблення системи електропостачання яка відповідає вимогам надійності електропостачання промислового підприємства.

Виконано розрахунок електричного навантаження підприємства на основі таблиці навантаження об'єктів електропостачання, окремо детально розроблено систему електропостачання НН ремонтно-механічного цеху. Вибрано та перевірено потужність силових трансформаторів ГПП та цехових трансформаторних підстанцій. Проведено розрахунок струмів короткого замикання та вибрано електричні апарати в мережі ВН.

Розраховано та вибрано кількість та потужність компенсувальних пристроїв реактивної потужності.

Останнім етапом було розглянуте спеціальне питання , а саме використання накопичувачів енергії в системах електрозабезпечення, що в реаліях сьогодення є досить актуальним та практичним питанням

На основі розрахункових досліджень встановлено, що для забезпечення надійної та раціональної роботи СЕП промислового підприємства необхідно враховувати технологічні параметри цехів, які працюють в різних режимах навантаження, правильно вибрати схему електрозабезпечення підприємства, яка є оперативно-гнучкою та надійною , тип, потужність та кількість силових трансформаторів, кабельно-провідникову апаратуру, систему релейного захисту та автоматики, вибрати пристрої компенсації реактивної потужності які будуть забезпечувати оптимальний режим роботи цементного заводу .

Ключові слова: головна понижувальна підстанція, силовий трансформатор , струми короткого замикання, комутаційна апаратура, релейний захист та автоматика, компенсація реактивної потужності.

ABSTRACT

Tyshchenko T.V. Development of a power supply system for a cement plant. Special. 141 Electric power, electrical engineering and electromechanics, OP Electrical systems of power consumption, NUFT, Kyiv 2025.

Qualification work: 82 p.; 35 fig.; table 30; 22 sources.

The purpose of the qualification work is to develop a power supply system that meets the requirements for the reliability of power supply of an industrial enterprise.

The calculation of the electrical load of the enterprise was performed based on the load table of power supply facilities, the LV power supply system of the repair and mechanical shop was separately developed in detail. The power of the power transformers of the GPP and shop transformer substations was selected and checked. The calculation of short-circuit currents was carried out and electrical devices in the HV network were selected.

The number and power of reactive power compensation devices were calculated and selected.

The last stage considered a special issue, namely the use of energy storage in power supply systems, which in today's realities is a rather relevant and practical issue.

Based on computational studies, it was established that to ensure reliable and rational operation of the SEP of an industrial enterprise, it is necessary to take into account the technological parameters of the workshops operating in different load modes, correctly choose the power supply scheme of the enterprise, which is operationally flexible and reliable, the type, power and number of power transformers, cable and conductor equipment, relay protection and automation system, select reactive power compensation devices that will ensure the optimal operation of the cement plant.

Keywords: main step-down substation, power transformer, short-circuit currents, switching equipment, relay protection and automation, reactive power compensation.

ПЕРЕЛІК УМОВНИХ ПОЗНАЧЕНЬ (СКОРОЧЕНЬ)

ГПП – головна понижувальна підстанція

АБЖ – агрегат безперервного

живлення

РЗіА – релейний захист і автоматика

АВР – автоматичний ввід резерву

ЕП - електроприймач

ПС – підстанція

електрична

РП – розподільчий

пункт

СЕП – система електропостачання

ТМ – трансформатор силовий

масляний

ТП – трансформаторна підстанція

ШМА – шинопровід магістральний змінного

струму

ЩО – щит освітлення

ЗМІСТ

ВСТУП.....	9
1 ОСОБЛИВОСТІ ТЕХНОЛОГІЧНОГО ПРОЦЕСУ ДАНОГО ПІДПРИЄМСТВА (ЦЕХУ), КЛАСИФІКАЦІЯ Й ЗАГАЛЬНІ ХАРАКТЕРИСТИКИ СПОЖИВАЧІВ ЕЛЕКТРОЕНЕРГІЇ (ЗА РОДОМ СТРУМУ, НАПРУГОЮ, НАДІЙНІСТЮ Й Т. П.).....	10
1.1 Характеристика навколишнього середовища виробничих приміщень.....	11
1.2 Визначення електричних навантажень за групами приймачів електроенергії, цехами і підприємству в цілому.....	12
1.3 Розрахунок мережі нижчої напруги (НН) одного із цехів промислового підприємства, електропостачання якого докладно розглядається в проекті.....	14
1.4 Розрахунок електричного освітлення цеху.....	18
1.5 Розрахунок струмів у мережі НН і вибір комутаційно-захисної апаратури.....	20
1.6 Вибір раціональної напруги для мережі живлення підприємства.....	22
2 ВИБІР ЧИСЛА, ПОТУЖНОСТІ Й ТИПУ СИЛОВИХ ТРАНСФОРМАТОРІВ ГОЛОВНОЇ ПОНИЖУВАЛЬНОЇ ПІДСТАНЦІЇ (ГПП) І ЦЕХОВИХ ПІДСТАНЦІЙ.....	23
2.1 Вибір схеми електропостачання підприємства, техніко-економічні зіставлення можливих варіантів.....	24

2.2 Вибір схем електричних з'єднань ГПП, головного розподільного пункту (ГРП) (залежно від обраного проектного рішення).....	26
2.3 Вибір конструкції розподільного пристрою (РП) вищої напруги (ВН) ГПП (ГРП) і конструкції цехової трансформаторної підстанції ТП.....	28
2.4 Вибір схеми живлення приймачів електроенергії на НН, способу й системи прокладання мережі НН у цеху.....	30
3 РОЗРАХУНОК СТРУМІВ КЗ І ВИБІР КОМУТАЦІЙНО-ЗАХИСНОЇ АПАРАТУРИ В МЕРЕЖІ ВН.....	32
3.1 Вибір і розрахунок релейного захисту й автоматики елементів системи електропостачання промислового підприємства.....	36
3.2 Розрахунок релейного захисту цехового трансформатора або трансформатора ГПП.....	56
4 КОМПЕНСАЦІЯ РЕАКТИВНОЇ ПОТУЖНОСТІ.....	72
5 НАКОПИЧУВАЧІ ЕНЕРГІЇ В СИСТЕМАХ ЕЛЕКТРОЗАБЕЗПЕЧЕННЯ.....	76
ВИСНОВКИ.....	81
СПИСОК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ ТА ПОСИЛАНЬ.....	82

ВСТУП

Генерація, передача, розподілення, та споживання електроенергії на промислових підприємствах мають відбуватися з високою надійністю, економічністю і необхідною якістю електроенергії (ЯЕ).

В більшості випадків в цехових електричних мережах використовується велика кількість провідників які включають кабелі, ошиновку, провона, шинопроводи та різноманіття електричного обладнання, тому вибір схеми живлення визначає не тільки якість та особливості роботи електрообладнання (ЕО), а й технічно обґрунтовані показники всієї системи електропостачання (СЕР).

Переважно в якості джерел живлення в цехових мережах використовуються комплектні трансформаторні підстанції (КТП), пункти розподілу електроенергії (ПРЕ), а також силові та освітлювальні шинопроводи. Застосування комплекту електричного обладнання та вибір його раціональної компоновки, а також конструктивне виконання цехових мереж забезпечує безпечне обслуговування та ремонт, необхідну ступінь локалізації пошкоджень й високу експлуатаційну надійність.

Після проведення всіх необхідних розрахунків у кваліфікаційній роботі, цехова силова електрична мережа повинна відповідати наступним вимогам:

- гарантувати необхідну електробезпеку як для працюючих у цеху, так і для обслуговуючого електротехнічного персоналу;
- забезпечувати необхідну надійність електропостачання залежно від категорії надійності електроприймачів (ЕП);
- відповідати характеру навколишнього середовища;
- допускати застосування індустріальних і швидкісних методів монтажу;
- забезпечувати селективність захисту.
- мати мінімальні витрати;
- бути зручною та наочною в експлуатації.

1 ОСОБЛИВОСТІ ТЕХНОЛОГІЧНОГО ПРОЦЕСУ ДАНОГО ПІДПРИЄМСТВА, КЛАСИФІКАЦІЯ Й ЗАГАЛЬНІ ХАРАКТЕРИСТИКИ СПОЖИВАЧІВ ЕЛЕКТРОЕНЕРГІЇ (ЗА РОДОМ СТРУМУ, НАПРУГОЮ, НАДІЙНІСТЮ Й Т.П.

1.1 Особливості технологічного процесу та характеристика навколишнього середовища виробничих приміщень

Портландцемент – є основним видом цементу який отримують шляхом випалення природної сировини (мергелів) або штучної суміші вапняку з глиною та іншими матеріалами за температури 1400-1500°. Процес випалювання проводиться в спеціальних печах. В більшості випадках це довгий горизонтальний циліндр завдовжки 100-150 м, який викладений всередині вогнетривкою цеглою. Дане електричне обладнання повільно обертається і має невеликий нахил, завдяки чому матеріали, пересипаючись, поступово перемішуються при пересипанні від одного кінця до іншого. При випаленні утворюється спечений матеріал, частина якого розплавилася і застигла в склоподібному стані і називається цементний клінкер.

Для отримання цементу клінкер змішують з декількома відсотками гіпсу і дрібно перемолують. Основна функція гіпсу – це регулювання швидкості схоплення цементу, проте інколи його частково замінюють іншими формами сульфату кальцію. Згідно з деякими технічними умовами допускається введення додаткових матеріалів при помолі.

Портландцемент може бути виготовлений як без добавок так і з активними мінеральними добавками (до 15% від загальної маси). Їх вводять для отримання цементу зі спеціальними властивостями, а саме: знижений водовміст, підвищене повітровтягування, гідрофобність тощо.

Технологія виробництва цементу

Процес виготовлення портландцементу включає наступні технологічні операції:

- 1) Видобуток сировини та її доставка;
- 2) подрібнення та помел сировинних матеріалів;

- 3) приготування та коригування сировинної суміші;
- 4) випалення суміші з отриманням клінкеру;
- 5) помел клінкеру з добавками для отримання цементу.

Залежно від способу підготовки сировини до випалення розрізняють:

- мокрий спосіб;
- сухий спосіб;
- напівсухий спосіб;
- комбінований спосіб.

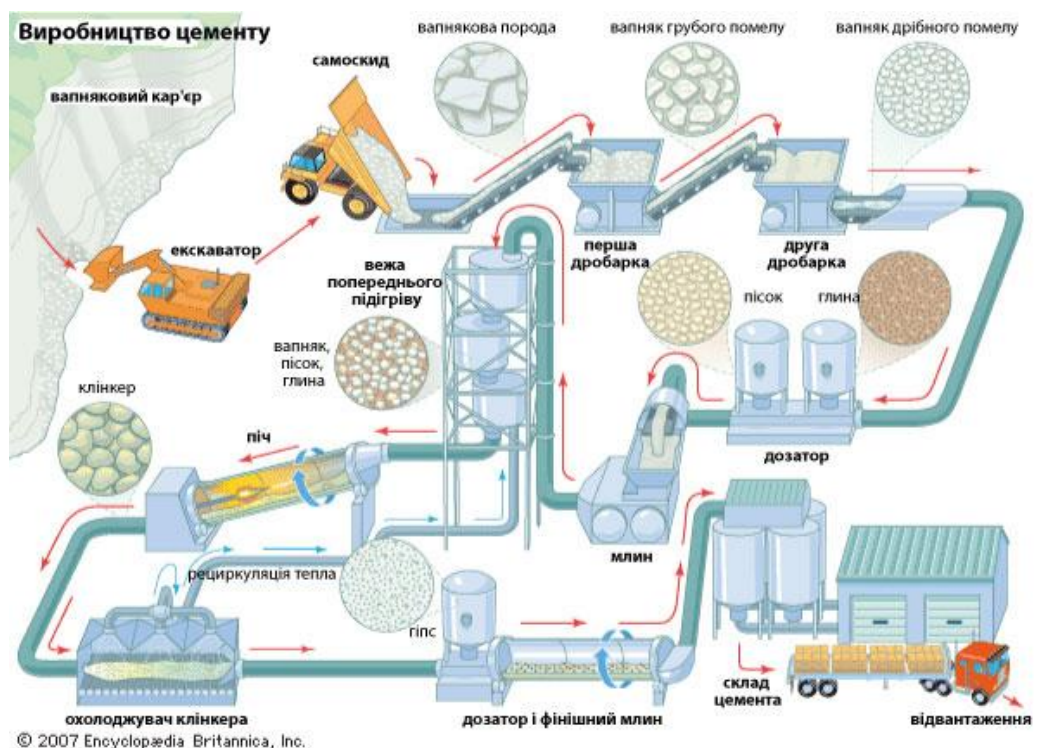


Рис 1.1- Технологічна схема виробництва цементу

Мокрий спосіб виробництва цементу передбачає помел і змішування сировинних матеріалів при значній кількості води з подальшим коригуванням суміші.

Сухий спосіб проводиться з використанням виключно сухих матеріалів на всій етапах.

Також для виробництва портландцементного клінкеру застосовують напівсухий спосіб, який включає вологу грануляцію сировинної суміші з додаванням певної кількості води для формування міцних гранул.

Комбінований спосіб поєднує в собі наступні технології: спочатку суміш готують за мокрим способом, а потім її максимально зневоднюють на спеціальних установках та у вигляді напівсухої маси випалюють у печі.

Кожен з перерахованих способів отримання цементу мають певні переваги і недоліки. Зокрема мокрий спосіб забезпечує легше подрібнення та досягнення однорідності суміші, проте є на 30-40% дорожчою порівняно з сухим способом, оскільки потребує більше теплової енергії. Також під час випалення мокрої суміші значна частина об'єму печі фактично виконує функцію випарника води, що збільшує економічні витрати і вимоги до обладнання.

Вплив виробництва цементу на зовнішнє середовище

Виробництво цементу належить до шкідливих видів промислового виробництва та становить 5 % викидів вуглекислого газу (CO_2) в світі.

Основними чинниками негативного впливу цементного виробництва на навколишнє середовище є:

- Пил, що викидається з димарів внаслідок випаровування швидколетких компонентів;

- газоподібні викиди в атмосферу, які включають NO_x , SO_2 , CO_2 . Утворення NO_x є природним наслідком високотемпературних процесів горіння. Сірка, яка надходить до печі разом з сировиною і паливом, частково поглинається продуктами випалювання. Але сірка у складі сульфідів або інших сірковмісних органічних сполук легко випаровується при 400-600 °C, що може призводити до значних випаровувань SO_2 через димарі.

Також є деякі інші леткі речовини, які руйнуються під час високотемпературного випалу або значною мірою поглинаються продуктами реакції.

Невід'ємною частиною роботи печей є також незначні викиди HCl, HF, NH₃ та важких металів. Наявність органічних компонентів у сировині може значно збільшувати кількість карбономісних сполук у викидах. Утворення хлоромісних органічних сполук (діоксинів та фуранів) зазвичай залишаються нижчим від встановлених нормативів.

Впливи цементного виробництва поширюються на територію радіусом до 2 км від заводу, змінюючи хімічний склад довкілля та стан екосистем. Що може спричиняти, в свою чергу: зміну флори, антропогенну трансформацію рослинних угруповань уздовж чинника забруднення, а також порушення життєвих циклів лісових екосистем, зниження стійкості природних угруповань до забруднення [65-66 с. ,1].

Вимоги до електрообладнання цементного заводу включають суворе дотримання норм безпеки та експлуатації (НПАОП 40.1-1.32-01, Правила охорони праці), використання захисних засобів (заземлення, ПУЕ-норми), захист від пилу (аспірація), вибухозахист (особливо в зонах Категоріє А, Б), надійність (мідні жили, відповідні перерізи), а також відповідність нормам щодо освітлення, захисту від механічних пошкоджень та сертифікації обладнання, з обов'язковим перекладом документації. Основна мета — запобігання травмам персоналу, пожежам та аваріям, враховуючи високу запиленість та потенційну вибухонебезпечність у цементній промисловості.

Загальні вимоги безпеки

Нормативна база: Дотримання ПУЕ, НПАОП та інструкцій виробника.

Персонал: Навчання, перевірка знань, присвоєння груп з електробезпеки.

Документація: Паспорти та інструкції мають бути українською мовою; обладнання повинно мати сертифікати відповідності, якщо імпортується.

Вимоги до прокладання електропроводки

Захист: Проводи мають бути негорючими (ГОСТ 12176), із мідними жилами для кіл керування та захисту.

Механічний захист: Захист від пошкоджень, особливо для гнучких кабелів.

Відстані: Відкриті струмопроводи – не менше 6 м від вибухонебезпечних зон (Кат. А, Б).

Специфічні вимоги для цементних заводів

Вибухозахист: Обов'язковий у зонах з горючим пилом (категорії А, Б) – застосування вибухозахищеного обладнання та розміщення струмопроводів.

Аспірація: Вузли дроблення, змішування повинні мати укриття, підключені до аспірації для видалення пилу.

Сигналізація: Дробильні машини обладнуються звуковою та світловою сигналізацією.

Електрощитові: Не розміщувати під санвузлами та у "мокрих" приміщеннях, мати вентиляцію, двері назовні.

Вимоги до обладнання

Клас захисту: Використання обладнання, що відповідає класу захисту від ураження струмом (Клас 0, I, II, III).

Заземлення: Обов'язкове заземлення та занулення електрообладнання.

Освітлення: Світильники на кранах – не більше 220 В (робоче), 25 В (ремонтне).

Дотримання цих вимог є критичним для безпечної та ефективної роботи цементного заводу, згідно з чинними нормативними документами України.

1.2 Визначення електричних навантажень за групами приймачів електроенергії, цехами і підприємству в цілому

1.2.1 Визначення силового навантаження цехів

Для окремого цеху розрахункове силове активне навантаження при напрузі 0,38/0,22 кВ визначається за формулою:

$$P_{p.c.i} = K_{п.i} P_{уст.i}, \text{ кВт}, \quad (1.1)$$

де $K_{п.i}$ – коефіцієнт попиту i -го цеху; [275с., 2]);

$P_{уст.i}$ – установлена активна потужність i -го цеху, кВт.

Розрахункове силове реактивне навантаження i -го цеху визначається за формулою

$$Q_{p.c.i} = P_{p.c.i} \operatorname{tg}\varphi_i, \text{ квар}, \quad (1.2)$$

де $\operatorname{tg}\varphi_i$ – відповідає значенню коефіцієнта потужності $\cos\varphi_i$ i -го цеху.

Розрахункове силове повне навантаження i -го цеху визначається як

$$S_{p.c.i} = \sqrt{P_{p.c.i}^2 + Q_{p.c.i}^2}, \text{ кВА}. \quad (1.3)$$

За формулами (1.1) – (1.3) визначаються розрахункове силове активне, реактивне та повне навантаження кожного цеху підприємства.

Так, для насосної за формулами (1.1) – (1.3)

$$P_{p.c.} = 380 \cdot 0,8 = 304 \text{ кВт},$$

$$Q_{p.c.} = 304 \cdot 0,62 = 188,5 \text{ квар},$$

$$S_{p.c.} = \sqrt{304^2 + 188,5^2} = 357,7 \text{ кВА}.$$

Таблиця 1.1 – Визначення розрахункового силового навантаження цехів

№ цеху	Назва цеху	$P_{уст}$, кВт	$K_{п}$, в.о	$\cos\varphi / \operatorname{tg}\varphi$	Результати розрахунків		
					$P_{p.c.}$, кВт	$Q_{p.c.}$, квар	$S_{p.c.}$, кВА
1	Насосна	380	0,8	0,85/0,6 2	304	188,5	357,7
2	Їдальня	170	0,56	0,85/0,6 2	95,2	59,1	112,1
3	Заводоуправління	90	0,63	0,91/0,4 56	56,7	25,9	62,4
4	Цех зберігання	52	0,5	0,89/0,5 12	26	13,3	29,2
5	Матеріальний склад	42	0,78	0,85/0,6 20	32,8	20,4	38,7
6	Ремонтно-механічний цех	308	0,7	0,8/0,75 0	215,6	161,7	269,5
7	Цех обпалу	900	0,67	0,83/0,6 72	603	405,2	726,5
	Цех обпалу 6 кВ	3260	0,8	0,87/0,5 67	2608	1478,8	2998,1
8	Електрофільтри печей до	110	0,61	0,86/0,5 93	67,1	39,8	78

Закінчення табл. 1.1

1	2	3	4	5	6	7	8
9	Склад клінкеру	230	0,5	0,89/0,5 12	115	20,4	116,8
10	Склад	38	0,5	0,89/0,5 12	19	9,8	21,4
11	Склад	42	0,5	0,89/0,5 12	21	10,8	23,6
12	Електрофільтри до барабана	95	0,61	0,86/0,5 93	58	34,4	67,5
13	Компресорна Компресорна 6 кВ	160	0,67	0,85/0,620	107,2	66,5	173,7
		4200	0,8	0,87/0,567	3360	1905,1	3862,5
14	Цех розмелювання Цех розмелювання 6 кВ	2050	0,67	0,88/0,540	1373, 5	741,7	1561
		8250			0,8		
15	Сировинний цех Сировинний цех 6 кВ	2000	0,67	0,85/0,620	134	83,1	157,7
		6000	0,8	0,87/0,567	4800	2721,6	5518
16	Склад вапняка	140	0,5	0,89/0,5 12	70	35,9	78,7
17	Парошловий цех	180	0,5	0,89/0,5 12	90	46,1	101,1
18	Цех первинного подрібнення	70	0,8	0,83/0,6 72	56	36,7	67
	Цех первинного подрібнення	640	0,8	0,83/0,6 72	512	344,1	616,9
19	Хімводоочистка	100	0,5	0,89/0,5 12	50	25,6	56,2
20	Цех вторинного подрібнення	110	0,8	0,83/0,6 72	88	59,2	106,1
	Цех вторинного подрібнення	625	0,8	0,83/0,6 72	500	336	602,4
21	Цех подрібнення гіпсу	150	0,67	0,88/0,540	100,5	57	115,5
	Цех подрібнення гіпсу 6 кВ	435	0,8	0,87/0,567	348	197,3	400,1
22	Цементні силоси № 1	130	0,72	0,9/0,484	93,6	45,3	104
23	Цементні силоси № 2	58	0,72	0,9/0,484	41,8	20,2	46,5
Усього					19376	20155,7	26056

1.3 Визначення загального навантаження електричного освітлення цехів

Визначається установлене активне навантаження приладів освітлення i -го цеху

$$P_{\text{уст.о.}i} = k p_{\text{п.о.}i} F_i \cdot 10^{-3}, \text{ кВт}, \quad (1.4)$$

де k – коефіцієнт, що враховує потужність пускових приладів залежно від джерела світла (для ламп розжарювання (ЛР) приймається $k = 1,0$; для люмінесцентних ламп (ЛЛ) низького тиску стартерних $k = 1,2$, безстартерних – $k = 1,35$; для дугових ртутних ламп (ДРЛ) $k = 1,1$);

$p_{\text{п.о.}i}$ – питома навантаження загального освітлення i -го цеху, Вт/м²;

F_i – площа i -го цеху, що підлягає освітленню, м².

Розрахункове активне навантаження загального освітлення i -го цеху визначається за формулою

$$P_{\text{р.о.}i} = K_{\text{п.о.}} P_{\text{уст.о.}i}, \text{ кВт}, \quad (1.5)$$

де $K_{\text{п.о.}}$ – коефіцієнт попиту загального освітлення (у кваліфікаційній роботі приймається $K_{\text{п.о.}} = 0,95$ незалежно від виду джерела світла).

Розрахункове реактивне навантаження загального освітлення i -го цеху визначається так:

$$Q_{\text{р.о.}i} = P_{\text{р.о.}i} \text{tg}\varphi_{\text{о.}i}, \text{ квар}, \quad (1.6)$$

де $\text{tg}\varphi_{\text{о.}i}$ – відповідає значенню коефіцієнта потужності $\cos\varphi_{\text{о.}i}$ i -го цеху залежно від типу джерела світла.

Розрахункове повне навантаження загального освітлення i -го цеху визначається як

$$S_{\text{р.о.}i} = \sqrt{P_{\text{р.о.}i}^2 + Q_{\text{р.о.}i}^2}, \text{ кВА}. \quad (1.7)$$

За формулою (1.4) розраховується установлене активне навантаження приладів загального освітлення, за формулами (1.5) – (1.7) – розрахункові активне, реактивне та повне навантаження загального освітлення кожного цеху підприємства.

Так, для насосної за формулами (1.4) – (1.7)

$$P_{\text{уст.о.}2} = 1,1 \cdot 15 \cdot 4320 \cdot 10^{-3} = 71,28 \text{ кВт},$$

$$P_{\text{р.о.}2} = 0,95 \cdot 71,28 = 67,72 \text{ кВт},$$

$$Q_{\text{р.о.}2} = 67,72 \cdot 1,73 = 117,29 \text{ квар},$$

$$S_{p.o.2} = \sqrt{67,72^2 + 117,29^2} = 135,44 \text{ кВА.}$$

Результати розрахунків для інших цехів наводяться в таблиці 1.2.

Таблиця 1.2 – Визначення розрахункового навантаження загального електричного освітлення цехів

№ цеху	Площа цеху F , м ²	Тип ламп	$P_{п.о}$, $\frac{\text{Вт}}{\text{м}^2}$	Результати розрахунків			
				$P_{уст.о}$, кВт	$P_{p.o,к}$ Вт	$Q_{p.o,к}$ вар	$S_{p.o,к}$ ВА
1	4320	ЛЛ низького тиску	11	57,02	54,17	17,8	57,02
2	4320	ДРЛ високого тиску	15	71,28	67,72	117,29	135,44
3	2160	Розжарювання	19	41,04	38,99	0	38,99
4	2160	ЛЛ низького тиску	15	38,88	36,94	12,14	38,88
5	18000	ДРЛ високого тиску	17	336,6	319,77	553,86	639,54
6	11520	Розжарювання	16	184,32	175,1	0	175,1
7	864	ЛЛ низького тиску	17	17,63	16,75	5,51	17,63
8	4320	ЛЛ низького тиску	11	57,02	54,17	17,8	57,02
9	4320	ДРЛ високого тиску	15	71,28	67,72	117,29	135,44
10	2160	Розжарювання	19	41,04	38,99	0	38,99
11	2160	ЛЛ низького тиску	15	38,88	36,94	12,14	38,88
12	18000	ДРЛ високого тиску	17	336,6	319,77	553,86	639,54
13	11520	Розжарювання	16	184,32	175,1	0	175,1
14	864	ЛЛ низького тиску	17	17,63	16,75	5,51	17,63
15	4320	ЛЛ низького тиску	11	57,02	54,17	17,8	57,02
16	4320	ДРЛ високого тиску	15	71,28	67,72	117,29	135,44
17	2160	Розжарювання	19	41,04	38,99	0	38,99
18	2160	ЛЛ низького тиску	15	38,88	36,94	12,14	38,88
19	18000	ДРЛ високого тиску	17	336,6	319,77	553,86	639,54
20	11520	Розжарювання	16	184,32	175,1	0	175,1
21	864	ЛЛ низького тиску	17	17,63	16,75	5,51	17,63
22	4320	ЛЛ низького тиску	11	57,02	54,17	17,8	57,02
23	4320	ДРЛ високого тиску	15	71,28	67,72	117,29	135,44
Усього				2238	2128,3 2	2118	3307,8

1.4 Визначення розрахункового навантаження підприємства

Для визначення розрахункового навантаження підприємства необхідно обчислити сумарне розрахункове навантаження всіх цехів. Під час розрахунку загального розрахункового навантаження цеху, з урахуванням навантаження загального електричного освітлення приймається коефіцієнт одночасності збігання максимумів навантаження $K_0 = 1$.

Загальне розрахункове активне навантаження i -го цеху визначається за формулою:

$$P_{p.ц.i} = P_{p.c.i} + P_{p.o.i}, \text{ кВт.} \quad (1.14)$$

Загальне розрахункове реактивне навантаження i -го цеху визначається так:

$$Q_{p.ц.i} = Q_{p.c.i} + Q_{p.o.i}, \text{ квар.} \quad (1.15)$$

Загальне розрахункове повне навантаження i -го цеху визначається як

$$S_{p.ц.i} = \sqrt{P_{p.ц.i}^2 + Q_{p.ц.i}^2}, \text{ кВА.} \quad (1.16)$$

$$P_{p.з} = 19376 + 2128,32 = 21504,32 \text{ кВт,}$$

$$Q_{p.з} = 20155,7 + 2118 = 22373,7 \text{ квар,}$$

де m – кількість розрахункових груп (цехів підприємства), шт.

В таблиці 1.3 наводяться результати розрахунків для всіх структурних підрозділів підприємства.

Для визначення загального розрахункового активного та реактивного навантажень кількох груп або цехів усього підприємства використовують коефіцієнт одночасності збігання максимумів навантаження K_0 цих груп або цехів

$$P_p = K_o \sum_{i=1}^m P_{p.ц.i}, \text{ кВт}, \quad (1.17)$$

$$Q_p = K_o \sum_{i=1}^m Q_{p.ц.i}, \text{ квар}, \quad (1.18)$$

де m – кількість розрахункових груп (цехів підприємства), шт.

Коефіцієнт одночасності збігання максимумів навантаження приймається рівним $K_o = 0,9$.

Розрахункова повна потужність визначається за формулою

$$S_p = \sqrt{P_p^2 + Q_p^2}, \text{ кВА}. \quad (1.19)$$

За формулами 1.17-1.19

$$P_p = 0,9 \cdot 21504,32 = 19353,9 \text{ кВт}$$

$$Q_p = 0,9 \cdot 22373,7 = 20136,4 \text{ квар}$$

$$S_p = \sqrt{19353,9^2 + 20136,4^2} = 27929,4 \text{ кВА}$$

1.3 Розрахунок мережі нижчої напруги (НН) ремонтно-механічного цеху

Розрахунок електричних навантажень виконується методом упорядкованих діаграм - метод коефіцієнту максимуму.

Першим етапом всі ЕП розподіляються на групи ,які мають однаковий коефіцієнт використання K_b та коефіцієнт потужності $\cos\phi$. Далі розраховується кількість ЕП в кожній групі та в цілому по кожному структурному підрозділі знаходяться $P_{н \text{ min}}$ та $P_{н \text{ max}}$, виконуються розрахунки сумарних потужностей всіх електроприймачів. Дані і результати розрахунків заносяться до таблиці 1.1

Для кожної групи та в цілому по ремонтно-механічному цеху визначається середньозмінна активна потужність

$$P_{зм} = P_n \cdot K_b, \quad (1.20)$$

де P_n – групова номінальна потужність;

K_6 – коефіцієнт використання [326 с., 3].

$$P_{зм1} = \Sigma P_{н1} \cdot K_{в1} = 0,5 \cdot 229 = 114,5 \text{ кВт},$$

$$P_{зм2} = \Sigma P_{н2} \cdot K_{в2} = 0,6 \cdot 6 = 3,6 \text{ кВт},$$

$$P_{зм3} = \Sigma P_{н3} \cdot K_{в3} = 0,7 \cdot 3 = 2,1 \text{ кВт},$$

$$P_{зм4} = \Sigma P_{н4} \cdot K_{в4} = 0,8 \cdot 62 = 49,6 \text{ кВт},$$

$$P_{зм5} = \Sigma P_{н5} \cdot K_{в5} = 0,6 \cdot 15 = 9 \text{ кВт}$$

Розраховується активне середньозмінне навантаження ремонтно-механічного цеху

$$P_{зм,діл} = P_{зм1} + P_{зм2} + P_{зм3} + P_{зм4} + P_{зм5} \quad (1.21)$$

$$P_{зм,діл} = 114,5 + 3,6 + 2,1 + 49,6 + 9 = 178,8 \text{ кВт}.$$

Для кожної групи і в цілому по ремонтно-механічному цеху визначається середньозмінна реактивна потужність

$$Q_{зм} = P_{зм} \cdot \operatorname{tg} \phi, \quad (1.22)$$

де $P_{зм}$ – середня номінальна потужність;
 $\operatorname{tg} \phi$ – значення яке відповідає середньозваженому, характерному для електроспоживачів даного режиму роботи.

$$Q_{зм1} = P_{зм1} \cdot \operatorname{tg} \phi_1 = 114,5 \cdot 1,37 = 156,9 \text{ квар},$$

$$Q_{зм2} = P_{зм2} \cdot \operatorname{tg} \phi_2 = 3,6 \cdot 0,32 = 1,2 \text{ квар},$$

$$Q_{зм3} = P_{зм3} \cdot \operatorname{tg} \phi_3 = 2,1 \cdot 1 = 2,1 \text{ квар},$$

$$Q_{зм4} = P_{зм4} \cdot \operatorname{tg} \phi_4 = 49,6 \cdot 1,15 = 57,1 \text{ квар},$$

$$Q_{зм5} = P_{зм5} \cdot tg\phi_5 = 9 \cdot 1,7 = 15,3 \text{ квар,}$$

Розраховується реактивне середньозмінне навантаження ділянки

$$Q_{зм,діл} = Q_{зм1} + Q_{зм2} + Q_{зм3} + Q_{зм4} + Q_{зм5},$$

(1.23)

$$Q_{зм,діл} = 156,9 + 1,2 + 2,1 + 57,1 + 15,3 = 232,6 \text{ квар.}$$

Знаходиться середньозважене значення коефіцієнта використання K_v і $tg\phi$ електроприймачів цеху в цілому [80 с.,3]

$$K_{в,сер} = \frac{\Sigma P_{зм}}{\Sigma P_{н,діл}},$$

(1.24)

де $\Sigma P_{зм}$ – сумарна середньозмінна потужність.

$$K_{в,сер} = \frac{178,8}{315} = 0,56$$

$$tg\phi_{діл} = \frac{\Sigma Q_{зм}}{\Sigma P_{зм}},$$

(1.25)

$$tg\phi_{діл} = \frac{232,6}{178,8} = 1,3$$

За таблицею Брадїса $\cos\phi_{діл} = 0,609$.

Знаходиться ефективне число електроприймачів n_e

Так як дійсне число електроприймачів $m = \frac{P_{н,max}}{P_{н,min}} = \frac{62}{3} = 21)3$

та $K_{в,сер} = 0,59 > 0,2$, то розраховуємо n_e за формулою 1.26 [80 с., 3]

$$n_e = \frac{2\Sigma P_{ном}}{P_{ном,max}} = 10,16 = 10 \text{ ЕП.}$$

(1.26)

Таблиця 1.1 – Дані розрахунків

№ П/ П	Найменування	Кіль- кість	$\sum P_{\text{ном.}}$, кВт	$K_{\text{в.ср}}$	$\text{Cos}\varphi/tg\varphi$	$P_{\text{зм.}}$, кВт	$Q_{\text{зм.}}$, квар
1	Верстати	24	229	0,5	0,6/ 1,37	114,5	156,9
2	Ванна	2	6	0,6	0,95/0,32	3,6	1,2
3	Прес	1	3	0,7	0,65/1,15	2,1	2,1
4	Крани	1	15	0,6	0,5/1,73	9	15,3
5	Вентилятор	1	62	0,8	0,8/0,72	49,6	57,1

Розраховується коефіцієнт максимуму

Для $n_e > 12$ і $K_{\text{в.діл}} < 0,2$ з урахування інтерполяції по [328 с., 3]

Для активного навантаження він $K_M = 1,4$

K_M для реактивного навантаження складає

Так як $n_e > 12$ і $K_{\text{в.діл}} = < 0,2$, то $K_M = 1,1$

Розраховується потужність на освітлення

$$P_{\text{осв.}} = \delta \cdot F \cdot K_z \cdot K_{\text{с.о}} \cdot 10^{-3}, \quad (1.27)$$

$$P_{\text{осв.}} = 15 \cdot 4500 \cdot 1,5 \cdot 0,95 \cdot 10^{-3} = 96,2 \text{ кВт.}$$

де $\delta = 15 \frac{\text{Вт}}{\text{м}^2}$, питома густина навантаження;

$F = 5000 \text{ м}^2$, площа ділянки;

$K_z = 1,5$, коефіцієнт запасу розрахункового освітлення;

$K_{\text{с.о}} = 0,95$, коефіцієнт попиту освітлювального навантаження

Активна максимальна розрахункова потужність цеху з урахуванням освітлення розраховується за формулою:

$$P_p = P_{\text{зм.діл.}} \cdot K_M + P_{\text{освітлення}} \quad (1.28)$$

$$P_p = 178,8 \cdot 1,8 + 96,2 = 416,6 \text{ кВт}$$

Для визначення реактивної максимальної розрахункової потужності ремонтно-механічного цеху використовують формулу:

$$Q_p = Q_{зм,діл} \cdot K_{мQ}, \quad (1.29)$$

$$Q_p = 232,6 \cdot 1,1 = 371,2 \text{ квар}$$

Визначається повна розрахункова потужність цеху і розрахунковий струм

$$S_p = K_m \sqrt{P_p^2 + Q_p^2}, \text{ кВА} \quad (1.30)$$

$$S_p = 0,8 \sqrt{416,6^2 + 371,2^2} = 446,4 \text{ кВА}$$

$$I_p = \frac{S_p}{\sqrt{3} \cdot U_H}, \text{ А}$$

$$I_p = \frac{446,4}{\sqrt{3} \cdot 0,4} = 644,3 \text{ А}$$

1.5 Розрахунок струмів у мережі НН і вибір комутаційно-захисної апаратури.

Номінальний струм електродвигуна верстата

$$I_{н.дв} = \frac{P_n}{\sqrt{3} \cdot U_n \cdot \cos \varphi_n \cdot \eta_n},$$

$$I_{н.дв} = \frac{24000}{\sqrt{3} \cdot 380 \cdot 0,6 \cdot 0,85} = 71,5 \text{ А}.$$

Пусковий струм:

$$I_{пуск} = \lambda_n \cdot I_n,$$

$$I_{пуск} = 6 \cdot 71,5 = 429 \text{ А}.$$

Обираємо провід АПВ-3 (1 x 25) з допустимим

струмом $I_{дон} = 80A$

Струм спрацювання теплового розчеплювача автоматичного вимикача:

$$I_{сн.тр} > 1,25 \cdot I_n = 1,25 \cdot 71,5 = 89,4A .$$

Обираємо автоматичний вимикач типу ВА-72 з номінальним струмом $I_n = 100A$.

Визначаю струм спрацювання електромагнітної відсічки:

$$I_{е.в.} = 10 \cdot I_n ,$$

$$I_{е.в.} = 10 \cdot 100 = 1000A ,$$

$$I_{е.в.} = 1000A > 1,2 \cdot I_{пуск} = 1,2 \cdot 246 = 515A .$$

Оскільки умова виконується, то під час запуску двигуна не працюватиме електромагнітна відсічка.

Наступним етапом проводимо перевірку відповідності перерізу проводу вимикаючого апарату:

$$I_{н.тр} \cdot K_3 \leq I_{дон} ,$$

де: K_3 – коефіцієнт захисту, значення якого визначаю з [1, табл. 3,10]

Отже, автоматичний вимикач захистить двигун і провід від перевантаження, бо вказана умова виконується.

Наступним етапом проводиться відповідність вимикаючої здатності яка відповідає умові швидкого відключення однофазного короткого замикання на кожному з електроспоживачів - перевірка занулення:

$$I_{к}^{(1)} > K_3 \cdot I_{сн.тр} ,$$

де: $K_s = 3$ - допустима кратність мінімального струму короткого замикання по відношенню до номінального струму електромагнітної відсічки.

1.6 Вибір раціональної напруги для мережі живлення підприємства.

Електростанції України виробляють трифазний змінний струм частотою 50 Гц, тому для електропостачання споживачів цеху також приймається трифазний змінний струм частотою 50 Гц. Вибір напруги силових та освітлювальних електроприймачів цеху напругою до 1 кВ здійснюється комплексно.

На сьогодні у електроустановках напругою до 1кВ без додаткових варіантних розрахунків використовується стандартна напруга 380 / 220 В з живленням від загальних силових трансформаторів.

Отже, для живлення споживачів цеху приймається напруга 380 / 220 В. Зважаючи на значну розгалуженість електричної мережі цеху, обираємо систему з глухозаземленою нейтраллю, як найпоширенішу в промислових електромережах.

Враховуючи, що на підприємстві встановлені високовольтні двигуни з номінальною напругою 6 кВ, для розподільної мережі заводу приймається напруга 6 кВ.

Для заданих значень розрахункової потужності P_p та відстані L , передача електроенергії на напрузі 35 кВ призвела б до: збільшення струмів у лінії, підвищених втрат активної потужності, необхідності застосування провідників більшого перерізу та зростання капітальних та експлуатаційних витрат.

Використання напруги 220 кВ у даному випадку є технічно можливим, проте економічно недоцільним через значно вищу вартість підстанційного обладнання та ліній електропередачі.

Таким чином, напруга 110 кВ є оптимальною, оскільки забезпечує: допустимі втрати електроенергії при передачі потужності P_p , необхідний рівень надійності електропостачання, раціональне співвідношення між капітальними та експлуатаційними витратами і можливість резервування живлення від двох незалежних джерел.

2 ВИБІР ЧИСЛА, ПОТУЖНОСТІ Й ТИПУ СИЛОВИХ ТРАНСФОРМАТОРІВ ГОЛОВНОЇ ПОНИЖУВАЛЬНОЇ ПІДСТАНЦІЇ (ГПП) І ЦЕХОВИХ ПІДСТАНЦІЙ

2.1 Вибір схеми електропостачання підприємства, техніко-економічні зіставлення можливих варіантів

Схема електропостачання вибирається з міркувань надійності, економічності та безпеки, а також з розрахунку на розширення в майбутньому.

На стороні ВН обирається спрощена схема 4п двох блоків «лінія-трансформатор» з вимикачем. На стороні НН обирається спрощена схема РП з однією робочою системою збірних шин, секціонованою секційним вимикачем. (Рис.2.1). Мережа ВН працює з ефективно заземленою нейтраллю, а НН з ізольованою нейтраллю.

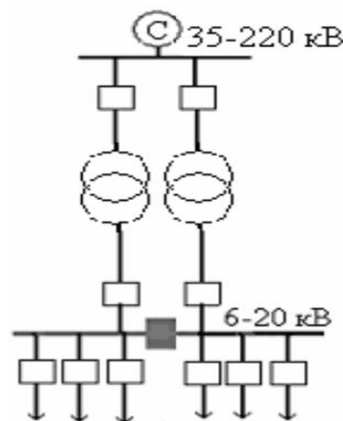


Рис.2.1 Схема зовнішнього електропостачання

РП НН складається із з'єднаних між собою шаф КРП різного функціонального призначення в яких розміщуються комутаційні апарати викотного виконання, вимірювальні трансформатори струму, трансформатори напруги і власних потреб, пристрої релейного захисту та автоматики, ОПН тощо. Основними перевагами КРП є: компактність, швидкість монтажу, надійне закриття струмоведучих частин від дотику та запилення, можливість швидкої заміни вимикача, розмежування шафи на відсіки (це дозволяє зменшити збитки при аварії за рахунок її локалізації).

Обрана схема оперативно гнучка, придатна до створення необхідних експлуатаційних режимів, проведення оперативних переключень та ремонтних робіт (є можливість проведення ремонтів без порушення електропостачання споживачів). Схема і компоновка РП вибираються з урахуванням можливого збільшення кількості приєднань при розвитку енергосистеми [14-24с.,4]

Враховуючи, що на підприємстві працюють електроприймачі 1-ї та 2-ї категорій надійності електропостачання, для забезпечення необхідного рівня резервування обирається двотрансформаторна головна понижувальна підстанція (ГПП).

Оскільки на ГПП передбачено встановлення двох трансформаторів, їх номінальна потужність $S_{\text{ном.т}}$ повинна відповідати двом ключовим умовам.

Номінальна потужність кожного трансформатора не повинна бути меншою за половину розрахункового повного навантаження підстанції (S_{\square}). Це необхідно для того, щоб у разі аварійного вимкнення одного трансформатора релейним захистом та подальшого автоматичного вмикання резерву (АВР) у розподільчому пристрої низької напруги (НН), інший трансформатор зміг забезпечити роботу всієї підстанції без перевантаження.

Перша умова записується так:

$$S_{\text{ном.т}} \geq \frac{S_p}{N_T \cdot K_3} = \frac{27929,4}{2 \cdot 0,7} = 19306,7 \text{ кВА} \quad (2.1)$$

По-друге, повинна також виконуватись умова

$$S_{\text{ном.т}} \geq \frac{S_p}{K_{\text{ав}}} = \frac{27929,4}{1,4} = 19949,6, \quad (2.2)$$

де S_p – розрахункове повне навантаження в післяаварійному режимі, визначене з урахуванням сезонних змін навантаження та можливого його обмеження в таких умовах, кВА;

$K_{2\text{ав}}$ – коефіцієнт, що характеризує допустимий рівень аварійного перевантаження залежно від тривалості цього перевантаження.

Таким чином, обрані трансформатори відповідають вимогам щодо роботи в режимах перевантаження. Остаточного приймаються два трансформатори типу ТРДН-25000/110. Технічні характеристики трансформаторів ГПП наведені в таблиці 3.1.

Таблиця 2.1 – Технічні дані трансформаторів головної понижувальної підстанції

Тип	Номінальна потужність, кВА	Поєднання напруг, кВ		Втрати, кВт		Напруга КЗ, %	Струм ХХ, %
		ВН	НН	ХХ	КЗ		
ТРДН-25000/110	25000	115	6,3-6,3	30	120	30	0,75

2.2 Вибір схем електричних з'єднань ГПП, головного розподільного пункту (ГРП)

Проектована підстанція напругою 110 кВ отримує живлення від двох ПЛ 110 кВ, тому для спрощення конфігурації і зниження втрат на монтаж і обслуговування доцільно застосувати спрощену схему з використанням двох блоків «лінія-трансформатор» з вимикачем і ремонтною перемичкою.

В нормальному режимі роботи ПС кожен трансформатор працює окремо, та отримує живлення від своєї лінії. Оскільки на проєктованій ПС встановлені два трансформатори, то РП 10 кВ виконується за схемою РП з однією робочою системою збірних шин, секціонованою секційним вимикачем.

Переваги схеми: надійність роботи; зручність обслуговування; дозволяє використання КРП, що значно знижує вартість монтажу та зменшує час будівництва; зручна в обслуговуванні при низьких температурах та в негоду; апарати захищені від запилення, забруднення та коливання температури.

В нормальному режимі роботи секційний вимикач вимкнений (з метою обмеження струмів КЗ). Трансформатори працюють роздільно і кожен з них живить свою секцію збірних шин.

При аварії на одній із секцій (КЗ) переривається живлення споживачів лише цієї секції, що є безумовною перевагою схеми. У разі аварії на КЛ, вона буде виведена з роботи вимикачем встановленим на даному приєднанні. При цьому інші споживачі продовжать отримувати електроенергію.

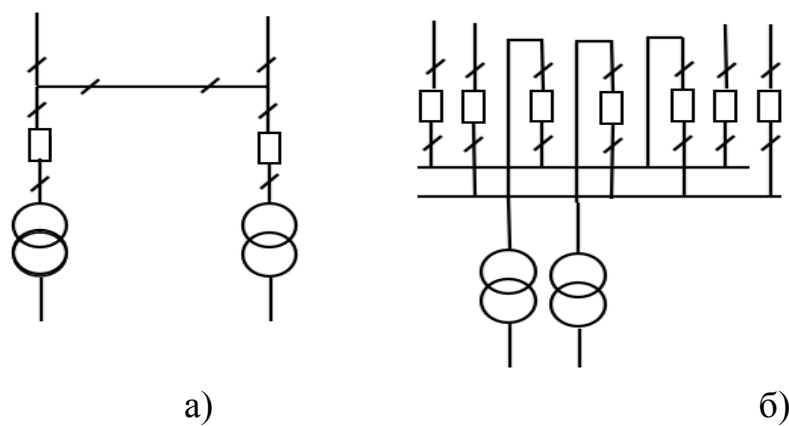


Рисунок 2.2 - Принципові схеми:

а) РП ВН; б) РП НН

2.3 Вибір конструкції розподільного пристрою (РП) вищої напруги (ВН) ГПП (ГРП) і конструкції цехової трансформаторної підстанції ТП

Компонування електроустановки підстанції виконується згідно з вимогами ПУЕ, НТП, БНіПа та інших нормативів.

РП ВН виконується закритого типу, тому все електрообладнання знаходиться в приміщенні, завдяки чому зменшуються розміри ВРП та площа зайнятих земель, пришвидшується монтаж електрообладнання, такі ВРП є надійними та мають естетичний вигляд.

На проєктованій ПС застосовується найбільш раціональне компонування ВРП й РП із розташуванням устаткування в одній площині, коли електроустановки розміщається на нульовій позначці, чим забезпечується зручність і безпека його обслуговування.

При компонуванні підстанції необхідно враховувати: розташування на території підприємства повітряних та кабельних ліній, наявність естакад та тунелів, розташування під'їзних доріг до підстанції й можливість оперативної доставки по них устаткування з великими габаритами, вплив кліматичних умов, рельєф місцевості, стан навколишнього середовища.

Розподільчий пристрій низької напруги (РП НН) виконується у закритому вигляді, тобто все обладнання розміщується в приміщенні. Незалежно від типу РП, до них висувуються наступні вимоги: висока надійність роботи; безпечність та зручність обслуговування; мінімальні затрати на спорудження; можливість подальшого розширення; максимальне використання крупноблочних заводських вузлів.

Розробка конструкцій РП ВН 110 кВ

Все обладнання РП 110 кВ розташовуються на відкритому просторі. Відстані між струмоведучими частинами та іншими елементами РП приймаються згідно з вимогами ПУЕ для даного класу напруги.

Планування та розміщення обладнання ВРП 110 кВ, а також під'їзних шляхів повинні забезпечувати вільний доступ автокранів, телескопічних вишок та іншої спецтехніки до силових трансформаторів, вимикачів, трансформаторів струму й напруги та до обмежників перенапруг.

Кабельні канали різних секцій доцільно виконувати роздільними, щоб у разі пожежі зберігалось взаємне резервування кабельних ліній.

Під силовими трансформаторами передбачається насип шару гравію, система відведення трансформаторного масла у разі аварій, заходи щодо запобігання його розтіканню по території підстанції.

Площадка ВРП повинна мати ухил, що забезпечує дренаж та захист від потрапляння до каналів зливних і ґрунтових вод. Підлоги кабельних каналів виконують з ухилом не менше 0,5% у напрямку водозбірників або зливної каналізації.

Кабельні канали повинні бути виготовлені з негорючих матеріалів. Їх покривають знімними бетонними плитами, які використовуються як ходові доріжки. Маса окремої плити перекриття не повинна перевищувати 70 кг та має бути пристосована для підйому. Плити в місцях проїзду повинні бути розраховані на навантаження від спецтехніки, а територія підстанції обов'язково огорожується.

Проектована підстанція є головною знижувальною підстанцією цементного заводу. Живлення здійснюється кабельними лініями, що підходять до комплектного розподільчого пристрою (КРП). КРП призначений для приймання та розподілу трифазної електроенергії промислової частоти, складається з типових металевих шаф, що поставляються заводом у вигляді блоків або окремих повністю змонтованих комірок. Має вкатні візкові шафи для встановлення вимикачів і вимірювальних трансформаторів напруги, що полегшує обслуговування. Перевага такої конструкції полягає у взаємозамінності окремих однотипних візків, що відділяє окремі відсіки шафи один від одного металевими перегородками. А їхня наявність підвищує стійкість шафи до дугових замикань, бо дозволяє локалізувати дугу в межах одного відсіку шафи або однієї шафи.

Таким чином, застосування шаф КРП серед суттєвих переваг: має низьку вартість монтажу, підвищує його захист та зменшує час спорудження.

Конструктивне виконання цехової трансформаторної підстанції

Для живлення електроприймачів цеху використовується комплектна трансформаторна підстанція (КТП) внутрішньої установки.

КТП складається з 3-х основних вузлів: ввідного пристрою середньої напруги (СН) (шафа вводу), силового трансформатора та розподільного пристрою низької напруги (НН) (шафи до 1 кВ).

Вибір схеми живлення цехових ТП

Живлення КТП здійснюється за магістральною схемою від головної понижувальної станції (ГПП) напругою 6 кВ. Ввідний пристрій зі сторони СН виконується з приєднанням до трансформатора через вимикач навантаження з плавким запобіжником (шафа типу ШВВ-2). В КТП встановлено силовий трансформатор типу ТМЗ-6/0,4 кВ. Через автоматичний повітряний вимикач вводу типу ВА55-41, який встановлений в ввідній шафі ШНВ-2У3.

Шафа вводу складається з комірки ввідного автомату, комірок відгалужувальних ліній. Для обліку електроенергії застосовується лічильники, які розміщені в шафі обліку, що кріпиться до шафи вводу.

2.4 Вибір схеми живлення приймачів електроенергії на НН, способу й системи прокладання мережі НН у цеху

Місце розташування цехової трансформаторної підстанції важливий фактор, тому що від цього залежить розташування ПРЄ та архітектура електричної мережі, схема розподільного пристрою низької напруги (НН) та кількість приєднань до нього радіальних і магістральних ліній.

Для зменшення витрат кольорових металів у мережі низької напруги та зниження втрат електроенергії й напруги, цехову підстанцію (ПС) доцільно розміщувати в центрі електричних навантажень (ЦЕН).

Оскільки місце розташування головної понижувальної підстанції було задано у вихідних даних кваліфікаційної роботи, розрахунок координат центра електричних навантажень не проводиться.

Цехова ТП отримує живлення кабельними лініями (КЛ) від головної понижувальної підстанції (ГПП) напругою 6 кВ.

Живильна мережа виконується за магістральною схемою від розподільного пристрою ТП № 1. (рис. 2.3). До силового трансформатора приєднується одна шафа вводу. В якості ПРЕ застосовуються ШМ.

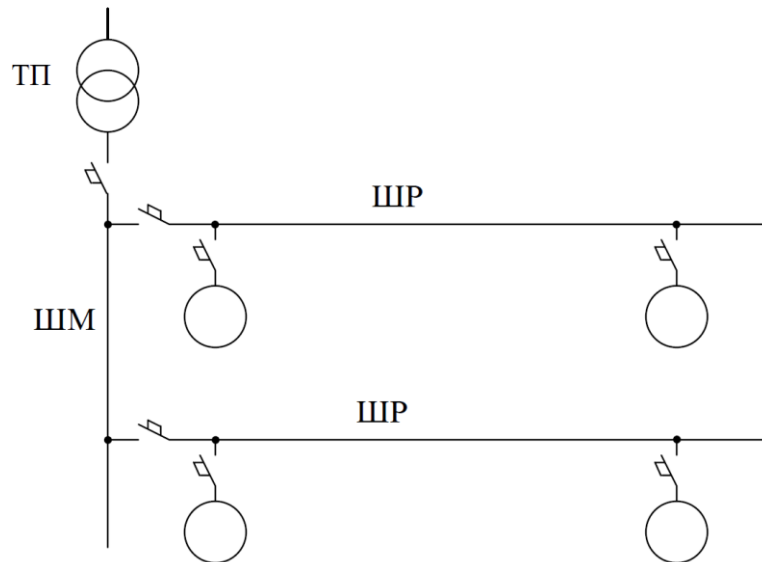


Рисунок 2.3 – Схема магістральної цехової мережі

Від шин НН ТП отримують живлення за радіальними схемами ШРА1, ШРА2, груповий щиток робочого освітлювання (ЩРО) та щиток аварійного освітлення (ЩАО) сусіднього цеху.

Конструктивне виконання живильної та розподільної цехової силової мережі

Живильна мережа цеху виконується ШРА та чотирьохжильними кабелями марки АВВГ. Силові кабелі прокладається в борознах підлоги.

ШРА кріпиться на висоті 1,5 м і вище над підлогою приміщення . Кріплення ШРА здійснюється кронштейнами до колон, на розтяжках між колонами та на стійках. Лінії від штепсельних коробок ШРА до ЕП виконуються ізольованими проводами в трубах.

Розподільна мережа конструктивно виконується проводом у трубах. Для трифазних ЕП кабель повинен бути чотирьохжильним або три проводи

прокладені в металевих трубах (четвертим є труба). Трубні проводки виконують в підлозі. Вони залиті бетоном, що забезпечує надійний захист проводів від механічних пошкоджень.

Вибір кількості та номінальної потужності трансформаторів цехових підстанцій базується на: категорії надійності електропостачання, розрахункове навантаження на 3-му рівні електропостачання, необхідність компенсації реактивних навантажень при напрузі до 1 кВ, навантажувальна здатність трансформаторів у нормальному та післяаварійному режимах, відповідність стандартним шкалам номінальних потужностей трансформаторів.

Кількість ТП та їхнє розташування значно впливають на витрати, які пов'язані з розподільчими пристроями напругою 6 кВ, а також внутрішньозаводськими та цеховими електричними мережами. Зменшення кількості ТП, а, отже, збільшення одиничної потужності трансформаторів, зменшує кількість комірок РП 6 кВ та скорочує довжину їхніх ліній, знижує витрати електроенергії та падіння напруги у межах шести кіловат. Оптимальна структура визначається шляхом техніко-економічних розрахунків (ТЕР) за умови забезпечення необхідного рівня надійності електропостачання.

Однотрансформаторні цехові ПС застосовуються переважно для ЕП 3-ї категорії надійності, коли допускається перерва під час зміни трансформатора зі складського резерву. Якщо більшість споживачів 3-ї категорії, але електропостачання 2-ї категорії, тоді передбачають взаємне резервування на стороні НН між сусідніми ТП, які живляться від різних секцій або різних джерел живлення.

Двотрансформаторні цехові ПС застосовуються коли переважають ЕП 1-ї категорії та є ЕП особливої групи, цех має велику питому густину навантажень (більше ніж $0,5 \text{ кВА/м}^2$), навантаження зосереджені або окремо розташований об'єкт, а також при добових графіках навантаження, які є нерівномірними. Наразі застосовують двотрансформаторні ПС для

електропостачання 2-ї категорії, а інколи і для 3-ї і 2-ї, за умови наявності складського резерву трансформаторів. Для цих ПС також необхідний складський резерв на випадок пошкодження одного трансформатора.

Цехові ПС з більше двох трансформаторів використовують лише після техніко-економічного обґрунтування, зокрема при встановленні окремих трансформаторів для живлення силових та освітлювальних навантажень.

Для підстанцій з трьома та менше трансформаторами їхню стандартну номінальну потужність визначають за формулою

$$S_{\text{ном.т}} \geq S_{\text{ном.т.р}} = \frac{P_p}{N_t \beta_t}, \quad (2.3)$$

де $S_{\text{ном.т.р}}$ – повна номінальна розрахункова потужність трансформатора, кВА;

P_p – розрахункове активне навантаження на 3 - му рівні електропостачання (розрахункове активне навантаження цеху $P_{p,ц}$ з таблиці 1.1), кВт;

N_t – кількість трансформаторів ПС, шт.;

β_t – коефіцієнт завантаження трансформатора цехової ПС.

Так, для ремонтно-механічного цеху № 2 номінальна потужність трансформаторів цехової ПС визначається як (2.3)

$$S_{\text{ном.т}} \geq S_{\text{ном.т.р}} = \frac{698,99}{2 \cdot 0,7} = 499,28 \text{ кВА.}$$

Згідно з розрахунком для цехової ТП вибираються два трансформатори типу ТМЗ-630/10 напругою 10/0,4 кВ.

Аналогічні розрахунки для вибору номінальної потужності трансформаторів цехових ПС інших цехів наводяться в таблиці 2.1.

Таблиця 2.1 – Вибір кількості та номінальної потужності трансформаторів цехових підстанцій

№ цеху	Назва цеху	$P_{р.ц}$, кВт	N , шт.	β_T , в.о.	$S_{ном.т.р}$, кВА	Трансформатор
1	Насосна	304	2	0,7	210	ТМЗ-250/6
2	Їдальня	95,2	2	0,7	150,5	ТМЗ-250/6
3	Заводоуправління	56,7		0,7		
4	Цех зберігання	26		0,7		
5	Матеріальний склад	32,8		0,7		
6	Ремонтно-механічний цех	215,6	2	0,7	154	ТМЗ-250/6
7	Цех обпалу	603	2	0,7	2293,6	ТМЗ-2500/6
	Цех обпалу 6 кВ	2608				
8	Електрофільтри до печей	67,1	2	0,7	200,1	ТМЗ-250/6
9	Склад клінкеру	115		0,7		
10	Склад	19		0,7		
11	Склад	21		0,7		
12	Електрофільтри до барабана	58		0,7		
13	Компресорна	107,2	2	0,7	2507,2	ТМЗ-2500/6
	Компресорна 6 кВ	3360		0,7		
14	Цех розмелювання	1373,5	2	0,7	6087,8	ТМЗ-6300/6
	Цех розмелювання 6 кВ	6600		0,7		
15	Сировинний цех	134	2	0,7	3562,6	ТМЗ-4000/6
	Сировинний цех 6 кВ	4800		0,7		
16	Склад вапняка	70	2	0,7	581,7	ТМЗ-630/6
17	Парошловий цех	90		0,7		
18	Цех первинного подрібнення	56		0,7		
	Цех первинного подрібнення	512		0,7		
19	Хімоводоочистка	50	2	0,7	455,7	ТМЗ-630/6
20	Цех вторинного подрібнення	88		0,7		
	Цех вторинного подрібнення	500		0,7		
21	Цех подрібнення гіпсу	100,5	2	0,7	417,1	ТМЗ-630/6
	Цех подрібнення гіпсу 6 кВ	348		0,7		
22	Цементні силоси № 1	93,6		0,7		
23	Цементні силоси № 2	41,8		0,7		

Технічні дані трансформаторів цехових ПС наведені в таблиці 2.2.
Таблиця 2.2 – Технічні дані трансформаторів цехових підстанцій

Тип	Номинальна потужність, кВА	Номинальна напруга, кВ		Втрати, кВт		Напруга КЗ, %	Струм ХХ, %
		ВН	НН	ХХ	КЗ		
ТМЗ-250/6	250	6	0,4	0,74	4,2	4,5	2,4
ТМЗ-630/6	630	6	0,4	1,31	8,5	5,5	2,0
ТМЗ-2500/6	2500	6	0,4	3,75	24	6	1,0
ТМЗ-4000/6	4000	6	0,4	45,2	30,45	7,5	0,9
ТМЗ-6300/6	6300	6	0,4	52	33,5	7,5	0,8

3 РОЗРАХУНОК СТРУМІВ КЗ І ВИБІР КОМУТАЦІЙНО- ЗАХИСНОЇ АПАРАТУРИ

3.1 Вихідні дані для розрахунків

Основною причиною порушення нормального режиму роботи СЕП є виникнення короткого замикання в мережі або в елементах електрообладнання внаслідок пошкодження ізоляції або неправильних дій обслуговуючого персоналу.

Вихідними даними для розрахунку струмів короткого замикання є прийнята схема електропостачання та величина потужності короткого замикання на шинах районної підстанції.

Розрахункові схема мережі та схема заміщення зображені на рисунках 6 та 7.

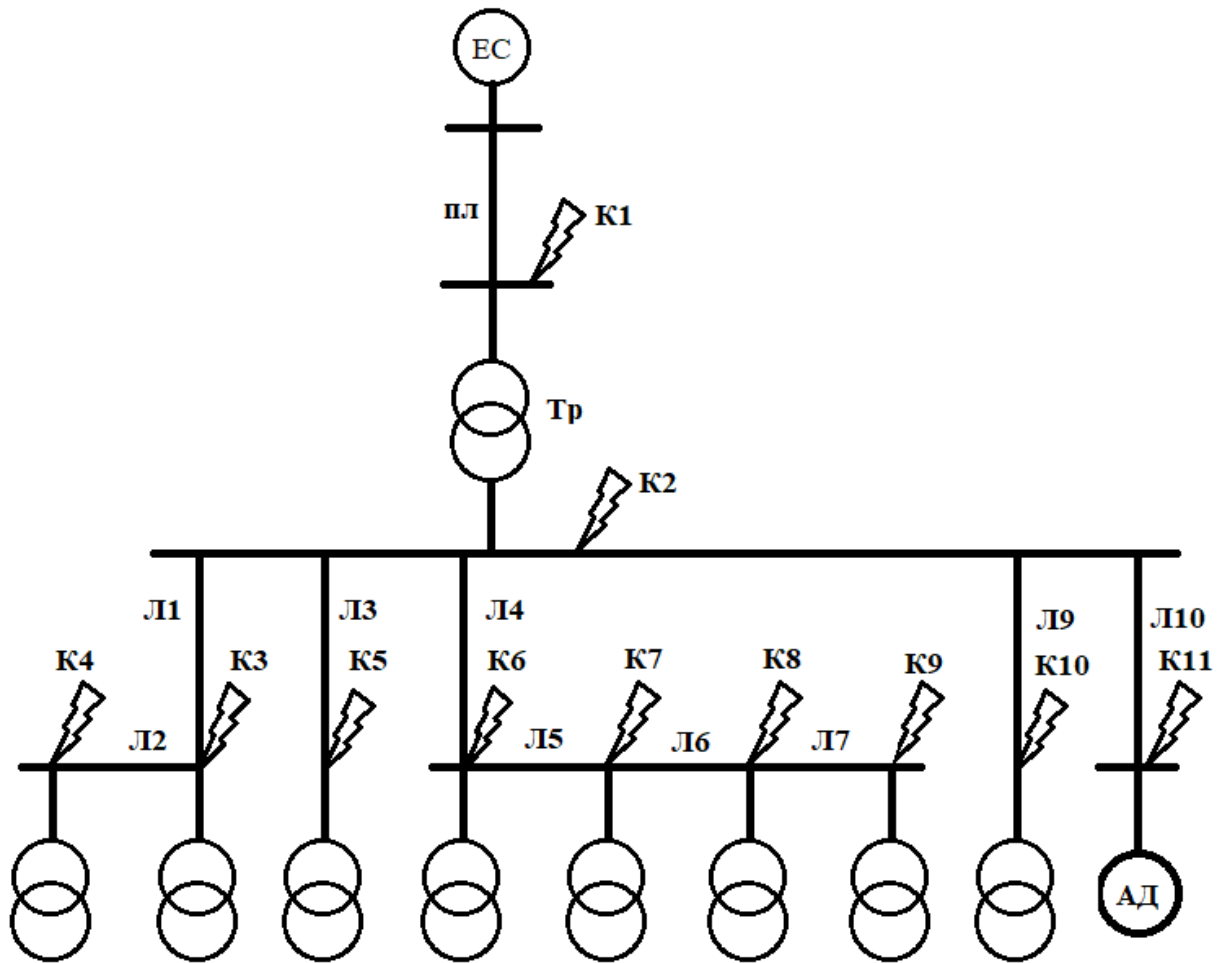


Рисунок 6 - Електрична схема мережі 10 кВ

Розрахунок проводиться у відносних одиницях. Всі опори схеми заміщення приводяться до наступних базисних умов:

$$S_b = 1200 \text{ МВА}; \quad U_{b1} = 37.5 \text{ кВ}; \quad U_{b2} = 10.5 \text{ кВ}$$

$$I_{b1} = \frac{S_b}{\sqrt{3} * U_b} = \frac{1200}{\sqrt{3} * 37.5} = 18.475 \text{ кА}; \quad I_{b2} = 65.983 \text{ кА}$$

Опори схеми заміщення:

- електрична система

$$X_c = 0.27;$$

- повітряна лінія 35 кВ

$$r_{пл}/x_{пл} = r_0/x_0 * \frac{L_{пл}}{n_{пл}} * \frac{S_b}{U_{b1}^2};$$

$$r_{пл} = 0.25 * \frac{9.9}{2} * \frac{1200}{37.5^2} = 1.056 \text{ в. о.}$$

$$x_{пл} = 0.077 * \frac{9.9}{2} * \frac{1200}{37.5^2} = 0.325 \text{ в. о.}$$

- трансформатор ГПП

$$X_{тр} = \frac{U_{кз}}{100} * \frac{S_b}{S_{н. тр.}} = \frac{7.5}{100} * \frac{1200}{16} = 5.625 \text{ в. о.}$$

- кабельні лінії 10 кВ

$$r_{кл}/x_{кл} = r_0/x_0 * \frac{L_{кл}}{n_{кл}} * \frac{S_b}{U_b^2}$$

КЛ1:

$$r_{кл1} = 0.125 * 0.1 * \frac{1200}{10.5^2} = 0.136 \text{ в. о.}$$

$$x_{кл1} = 0.078 * 0.1 * \frac{1200}{10.5^2} = 0.085 \text{ в. о.}$$

КЛ2:

$$r_{кл2} = 0.32 * 0.3 * \frac{1200}{10.5^2} = 1.045 \text{ в. о.}$$

$$x_{кл2} = 0.081 * 0.3 * \frac{1200}{10.5^2} = 0.264 \text{ в. о.}$$

КЛ3:

$$r_{кл3} = 0.32 * 0.45 * \frac{1200}{10.5^2} = 1.567 \text{ в. о.}$$

$$x_{кл3} = 0.081 * 0.45 * \frac{1200}{10.5^2} = 0.397 \text{ в. о.}$$

КЛ4:

$$r_{кл4} = 0.125 * \frac{0.15}{3} * \frac{1200}{10.5^2} = 0.068 \text{ в. о.}$$

$$x_{кл4} = 0.078 * \frac{0.15}{3} * \frac{1200}{10.5^2} = 0.042 \text{ в. о.}$$

КЛ5:

$$r_{кл5} = 0.125 * \frac{0.1}{3} * \frac{1200}{10.5^2} = 0.045 \text{ в. о.}$$

$$x_{кл5} = 0.078 * \frac{0.1}{3} * \frac{1200}{10.5^2} = 0.028 \text{ в. о.}$$

КЛ6:

$$r_{\text{кл6}} = 0.125 * \frac{0.2}{3} * \frac{1200}{10.5^2} = 0.091 \text{ в. о.}$$

$$x_{\text{кл6}} = 0.078 * \frac{0.2}{3} * \frac{1200}{10.5^2} = 0.057 \text{ в. о.}$$

КЛ7:

$$r_{\text{кл7}} = 0.125 * \frac{0.125}{3} * \frac{1200}{10.5^2} = 0.057 \text{ в. о.}$$

$$x_{\text{кл7}} = 0.078 * \frac{0.125}{3} * \frac{1200}{10.5^2} = 0.035 \text{ в. о.}$$

КЛ8:

$$r_{\text{кл8}} = 0.125 * \frac{0.6}{3} * \frac{1200}{10.5^2} = 0.272 \text{ в. о.}$$

$$x_{\text{кл8}} = 0.078 * \frac{0.6}{3} * \frac{1200}{10.5^2} = 0.17 \text{ в. о.}$$

КЛ9:

$$r_{\text{кл9}} = 0.443 * 0.675 * \frac{1200}{10.5^2} = 3.255 \text{ в. о.}$$

$$x_{\text{кл9}} = 0.084 * 0.675 * \frac{1200}{10.5^2} = 0.617 \text{ в. о.}$$

КЛ10:

$$r_{\text{кл10}} = 0.253 * 0.675 * \frac{1200}{10.5^2} = 1.859 \text{ в. о.}$$

$$x_{\text{кл10}} = 0.08 * 0.675 * \frac{1200}{10.5^2} = 0.588 \text{ в. о.}$$

Додаємо отримані значення до схеми заміщення (рисунок 7).

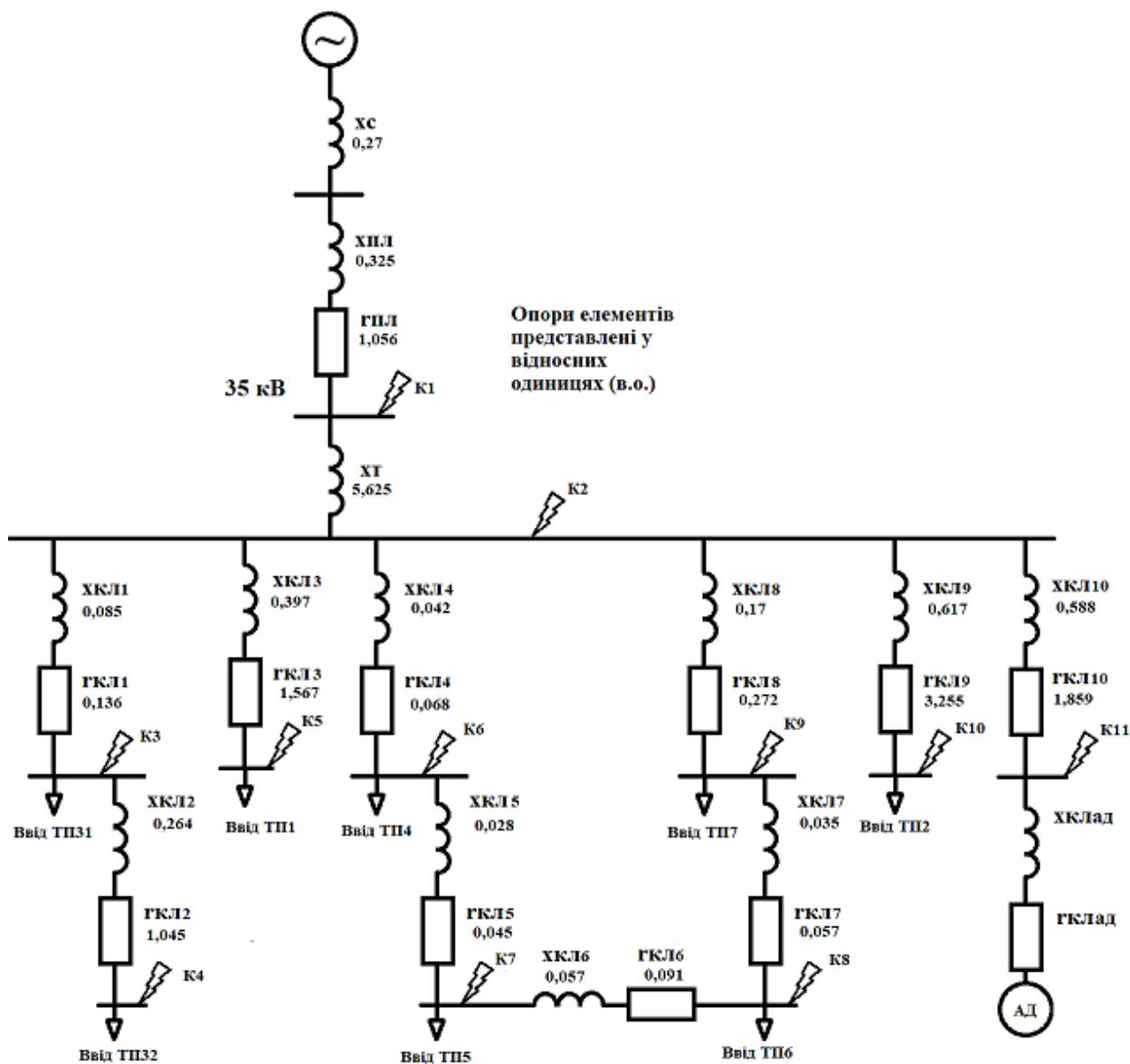


Рисунок 7 - Схема заміщення

3.2 Розрахунок струмів трифазного короткого замикання в характерних точках

На об'єкті знаходиться лише одне джерело потужності і схема виконана без перемичок, отже розрахунок струморозподілу виконувати не потрібно.

Використовуючи схему заміщення (рисунок 8), визначаються опори, які будуть використані в розрахунках. Детально представлено розрахунок КЗ у точці К11 (шини РПАД 10 кВ).

Згідно схеми необхідно врахувати опори системи, повітряної лінії, т-ра ГПП, та кабельної лінії 10. До даної точки також приєднані високовольтні АД.

Для даної точки схема заміщення виглядатиме наступним чином

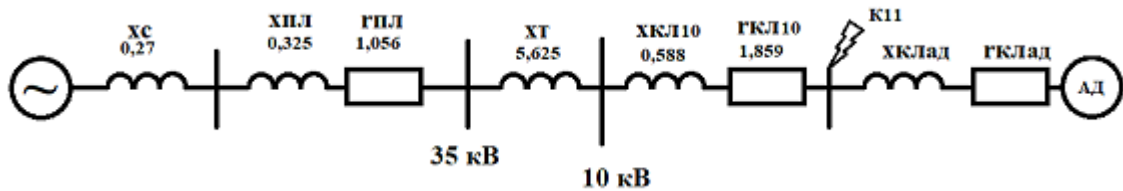


Рисунок 8 - Схема заміщення для КЗ точки К11

Спростуємо схему сумациєю опорів

$$r_{\text{сум}} = r_{\text{пл}} + r_{\text{кл}10} = 1,056 + 1,859 = 2,915 \text{ в. о.}$$

$$x_{\text{сум}} = x_{\text{с}} + x_{\text{пл}} + x_{\text{тр}} + x_{\text{кл}10} = 0,27 + 0,325 + 5,625 + 0,588 = 6,808 \text{ в. о.}$$

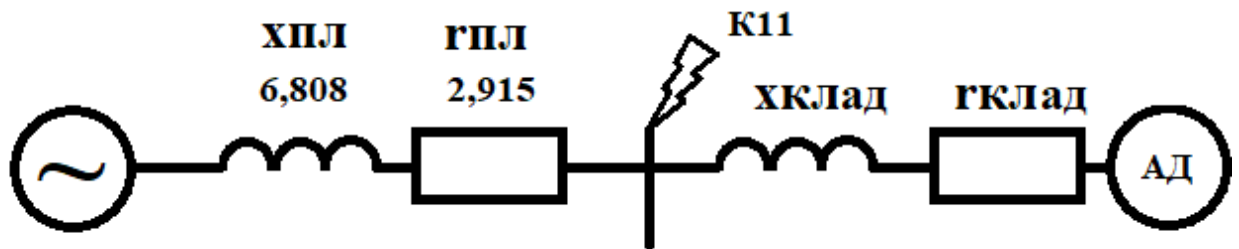


Рисунок 9 – Кінцева схема заміщення для точки К11

Струм КЗ в заданій точці визначається формулою

$$I_{\text{кз}} = \frac{I_{\text{б}}}{\sqrt{r_{\text{сум}}^2 + x_{\text{сум}}^2}} = \frac{65,983}{\sqrt{2,915^2 + 6,808^2}} = 8,91 \text{ кА.}$$

Ударний струм КЗ даної точки визначається формулою

$$I_{\text{уд}} = \sqrt{2} * I_{\text{кз}} * k_{\text{уд}} = 18,75 \text{ кА,}$$

де $k_{\text{уд}}$ – ударний коефіцієнт

$$k_{\text{уд}} = 1 + e^{-0,01/T_{\text{а}}} = 1,261,$$

де $T_{\text{а}}$ – постійна часу згасання аперіодичного струму, с

$$T_{\text{а}} = \frac{x_{\text{сум}}}{2\pi * f * r_{\text{сум}}} = \frac{7,914}{2\pi * 50 * 1,246} = 0,007 \text{ с.}$$

Високовольтні АД, підключені до точки КЗ підживлюють струм КЗ (тільки тих шин які їх живлять).

Початкове значення періодичної складової струму $I_{\text{до}}$ від асинхронного двигуна визначається через кратність пускового струму $I_{\text{п}}'$.

З врахуванням зовнішнього індивідуального опору мережі живлення двигуна (z) та надперехідного опору двигуна ($x''_{\text{д}}=1/I_{\text{п}}'$) початкове значення періодичної складової струму буде дорівнювати

$$I_{до} = \frac{I_{п'} * I_{н}}{\frac{1+z}{x^d}}$$

Періодична складова струму КЗ в будь-який момент часу від асинхронного двигуна визначається виразом

$$I_{дта} = I_{до} * e^{-\frac{t}{T_p}},$$

де T_p – розрахункова постійна часу, с, яка визначається виразом

$$T_p = \frac{T_{рd}}{\frac{1+x}{x^d}},$$

де $T_{рd}$ – розрахункова постійна часу двигуна при КЗ на його виводах.

Аперіодична складова струму КЗ двигуна (асинхронного і синхронного) в будь який момент часу t визначається виразом

$$i_{дтп} = \sqrt{2} * I_{до} * e^{-\frac{t}{T_о}},$$

$$T_о = \frac{x^d + x}{\frac{x^d}{w * T_{од}} + z}$$

де $T_{од}$ - постійна часу затухання аперіодичної складової двигуна при КЗ на його виводах.

Ударний струм двигуна

$$i_{удд} = k_{уд} * \sqrt{2} * I_{до};$$

для асинхронного двигуна - $k_{уд} = e^{-\frac{0.01}{T_p}} + e^{-\frac{0.01}{T_о}}$.

Загальний струм КЗ в будь-який момент часу це алгебраїчна сума струмів КЗ від системи та струмів підживлення від АД

$$I_{сум} = I_{кз} + I_{ад} = 8.91 + 0.606 = 9.516 \text{ кА.}$$

Перевірка перерізу ліній живлення на термічну стійкість до струмів КЗ потрібна для підбору найменшого перерізу кабелю, який витримає нагрівання від струмів КЗ до моменту спрацювання автоматики захисту та відключення. Для правильного підбору потрібно задовольнити умову

$$F_l \geq F_{min} = \frac{\sqrt{B_k * 10^6}}{C},$$

де $C = 86$ – коефіцієнт, що визначається обмеженням допустимої температури нагрівання кабелю згідно його ізоляції та матеріалу;

F_l – перевіряємий переріз лінії;

B_k – тепловий імпульс:

$$Bk = I_{кз}^2 * (t_{к.з.} + T_a) = 40.838 \text{ кА}^2 * \text{с.}$$

Для точки КЗ10 мінімальний переріз згідно умови термічної стійкості

$$F_{min} = \frac{\sqrt{Bk * 10^6}}{C} = \frac{\sqrt{40.838 * 10^6}}{86} = 74.307 \text{ мм}^2;$$

У розділі 5 пункті 5.4 після перевірки інших умов вибору було обрано кабель типу Аабл 3х120 з перерізом 120 мм². Він задовольняє умову

$$F_{л} \geq F_{min} = 120 \geq 74.307 \text{ мм}^2.$$

Результати розрахунків параметрів КЗ інших точок наведені у таблиці 9.

Остаточний переріз кабельних ліній після перевірки на умову термічної стійкості наведено у таблиці 8.

Таблиця 8

Ділянка кабелю	Sp л, кВА	Lкл, км	Ip, А	Fек, мм2	Iдоп, А	Fmin, мм2	Прийнята F, мм2	x0, Ом/км	r0, Ом/км	
Мережа-ГПП 35 кВ	13224,51	9,9	109	121,19	375	120	АС 120	0,077	0,25	
ГРП-ТПЗ1	3384,9	0,1	186,121	206,8	314	240	ААБл 3х240	0,078	0,125	
ТПЗ1-ТПЗ2	1692,45	0,3	93,0606	103,4	192	95	ААБл 3х95	0,081	0,32	
ГРП-ТП1	1617,6	0,45	88,9449	98,83	192	95	ААБл 3х95	0,081	0,32	
ГРП-ТП4	9651,42	0,15	530,69	589,66	932	720	3хААБл 3х240	0,078	0,125	
ТП4-ТП5	9651,42	0,1	530,69	589,66	932	720	3хААБл 3х240	0,078	0,125	
ТП5-ТП6	9651,42	0,2	530,69	589,66	932	720	3хААБл 3х240	0,078	0,125	
ТП6-ТП7	9651,42	0,125	530,69	589,66	932	720	3хААБл 3х240	0,078	0,125	
ТП7-ГРП	9651,42	0,6	530,69	589,66	932	720	3хААБл 3х240	0,078	0,125	
ГРП-ТП2	1184,42	0,675	65,1262	72,36	162	70	ААБл 3х70	0,084	0,443	
ГРП-РПАД	1684,25	0,675	92,6097	102,9	218	120	ААБл 3х120	0,08	0,253	
Шини РП-АД 10 кВ	РномАД, кВт	cos(φ)	η, %	ІномАД, А	Fек, мм2	Iдоп				
ДАЗО4-400ХК-6МТ2	200	0,84	92,6	14,14	14,14	15,71	126	ААБл 3х35	0,09	0,868
ДАЗО4-400ХК-6МТ2	200	0,84	92,6	14,14	14,14	15,71	126	ААБл 3х35	0,09	0,868
ДАЗО4-400ХК-4МТ2	220	0,87	93	14,95	14,95	16,61	126	ААБл 3х35	0,09	0,868
А4-400У-8МУ3	300	0,82	93,4	21,54	21,54	23,93	126	ААБл 3х35	0,09	0,868
А4-400У-8МУ3	300	0,82	93,4	21,54	21,54	23,93	126	ААБл 3х35	0,09	0,868
А4-450У-10МУ3	400	0,82	93,4	28,72	28,72	31,91	126	ААБл 3х35	0,09	0,868

Таблиця 9

Точка КЗ	К1	К2	К3	К4	К5	К6	К7	К8	К9	К10	К11
Місце КЗ	ПЛ	Шина ГПП 10кВ	Шини ТП 10 кВ								РПАД 10 кВ
Ззак, в.о.	1,212	6,417	6,436	6,94	7,118	6,356	6,38	6,409	6,415	8,083	7,406
Ісум, кА	15,241	10,28	10,25	9,51	9,27	10,38	10,34	10,3	10,29	8,16	8,91
Іуд, кА	41,81	28,2	22,571	18,059	16,882	23,068	22,872	22,636	22,59	13,138	15,883
Вк, кА ² *с	116,14	54,686	54,648	46,042	43,655	55,811	55,353	54,799	54,691	33,657	40,838
Fmin, мм2	119,74	85,99	85,96	78,9	76,83	86,87	86,51	86,08	85,99	67,46	74,31

3.2 Вибір апаратів на ВРП

До основних елементів високовольтної сторони у відкритому розподільчому пристрої (ВРП) 110 кВ входять: роз'єднувачі, віддільники, короткозамикачі, масляні вимикачі, трансформатори струму, розрядники та однополюсні заземлювачі.

Вибір електрообладнання для мереж напругою понад 1000 В здійснюється за наступними критеріями:

- 1) Відповідність призначенню та типу установки.
- 2) Конструктивне виконання (вимикачі з великим об'ємом масла, з малим об'ємом масла, повітряні тощо).
- 3) За номінальною напругою установки:

$$U_{с.ном} \leq U_n, \quad (3.1)$$

де $U_{с.ном}$ - номінальна напруга устаткування, U_n - номінальна напруга розподільчого пристрою високої сторони.

- 4) За тривалим струмом:

$$I_p \leq I_{ном}, \quad (3.2)$$

де I_p - розрахунковий струм, визначений з найнесприятливішого режиму, приймаємо $=273\text{А}$ (див. формулу 5.4),

$I_{ном}$ – номінальний струм устаткування (за табл. А.6).

- 5) За вимикаючою здатністю:

$$I_{n0} \leq I_{нр.с}, \quad (3.3)$$

де $I_{нр.с}$ - граничний крізний струм (амплітудне значення періодичної складової, табл. А.6);

I_{n0} – початкове значення періодичної складової струму КЗ в точці К1
 $I_{n0}=2,38\text{ кА}$, (див. формулу 4.9).

Вибране устаткування необхідно перевіряти на:

- 1) Електродинамічну стійкість:

$$i_y \leq i_{np.c}, \quad (3.4)$$

де $i_{np.c}$ – номінальний струм електродинамічної стійкості вимикача (амплітудне значення граничного повного струму) (з табл. А.6);

i_y – ударний струм в точці К1, $i_y = 6,04$ кА, (див. форм. 4.11).

2) Термічну стійкість:

$$B_k \leq I_{np.\tau}^2 \cdot t_\tau, \quad (3.5)$$

де B_k - тепловий імпульс струму короткого замикання за розрахунком $B_k = 8,78$ $кА^2с$, (див. форм. 4.22);

$I_{np.\tau}$ - граничний струм термічної стійкості (за табл. А.6);

t_τ - тривалість протікання цього струму (табл. А.6).

Дані щодо вибору та перевірки обладнання наведені в табл. 3.2

Вибрані апарати умовам вибору задовольняють.

Ключове призначення трансформаторів струму на стороні високої напруги полягає у забезпеченні роботи кіл релейного захисту трансформатора. На високовольтній стороні відсутні електроприймачі, що живляться від вторинних обмоток трансформаторів струму, тому перевірка на вторинне перевантаження для них не виконується.

Трансформатори напруги на стороні високої напруги на підстанції не встановлюються, оскільки в колах трансформаторів немає приладів, які потребують їхньої вторинної напруги. Крім того, згідно з вимогами проектування ПС, у схемі типу «два блоки лінія – трансформатор» установлення трансформаторів напруги не передбачено.

Розрядники вибирають за такими критеріями:

- тип;
- місце встановлення;
- робоча напруга.

Таблиця 3.2 - Вибір устаткування ВРП 110 кВ

Найменування і тип електроустаткування	Умови вибору	Розрахункові дані	Технічні параметри	Перевірка умови
1	2	3	4	5
Роз'єднувачі РНД-110/1000У1	$U_{с.ном} \leq U_{ном}$, кВ	$U_{с.ном} = 110$	$U_{ном} = 110$	$110 \leq 110$
	$I_p \leq I_{ном}$, А	$I_p = 273$	$I_{ном} = 1000$	$273 \leq 1000$
	$I_y \leq I_{нр.с}$, кА	$I_y = 6,04$	$I_{нр.с} = 80$	$6,04 \leq 80$
	$B_k \leq I_m^2 \cdot t_m$,	$B_k = 8,78$	$I_T^2 \cdot t_T = 31,5^2 \times 3$	$8,78 \leq 2976,8$
Віддільники ОДЗ-110/1000УХЛ1	$U_{с.ном} \leq U_{ном}$ кВ	$U_{с.ном} = 110$	$U_{ном} = 110$	$110 \leq 110$
	$I_p \leq I_{ном}$ А	$I_p = 273$	$I_{ном} = 1000$	$273 \leq 1000$
	$I_y \leq I_{нр.с}$ кА	$I_y = 6,04$	$I_{нр.с} = 80$	$6,04 \leq 80$
	$B_k \leq I_m^2 \cdot t_m$ кА ² с	$B_k = 8,78$	$I_T^2 \cdot t_T = 31,5^2 \times 3$	$8,78 \leq 2976,8$
Короткозамикачі КЗ-110УХЛ1	$U_{с.ном} \leq U_{ном}$ кВ	$U_{с.ном} = 110$	$U_{ном} = 110$	$110 \leq 110$
	$I_{но} \leq I_{нр.с}$ кА	$I_{но} = 2,38$	$I_{нр.с} = 51$	$2,38 \leq 51$
	$B_k \leq I_m^2 \cdot t_m$ кА ² с	$B_k = 8,78$	$I_T^2 \cdot t_T = 20^2 \times 3$	$8,78 \leq 1200$
Масляні вимикачі ВМТ-110Б-20/1000УХЛ1 з приводом ППК-2300УХЛ1	$U_{с.ном} \leq U_{ном}$ кВ	$U_{с.ном} = 110$	$U_{ном} = 110$	$110 \leq 110$
	$I_p \leq I_{ном}$ А	$I_p = 273$	$I_{ном} = 1000$	$273 \leq 1000$
	$I_{но} \leq I_{нр.с}$ кА	$I_{но} = 2,38$	$I_{нр.с} = 20$	$2,38 \leq 20$
	$i_y \leq i_{дин}$ кА	$i_y = 6,04$	$i_{дин} = 52$	$6,04 \leq 52$
	$B_k \leq I_m^2 \cdot t_m$ кА ² с	$B_k = 8,78$	$I_T^2 \cdot t_T = 20^2 \times 3$	$8,78 \leq 1200$
Трансформатори струму ТФЗМ – 110–III	$U_{с.ном} \leq U_{ном}$ кВ	$U_{с.ном} = 110$	$U_{ном} = 110$	$110 \leq 110$
	$I_p \leq I_{ном}$ А	$I_p = 273$	$I_{ном} = 300$	$273 \leq 300$
Розрядники РВГМ-110МУ1	$U_{с.ном} \leq U_{ном}$ кВ	$U_{с.ном} = 110$	$U_{ном} = 110$	$110 \leq 110$

Захист робочих машин, що обертаються під час виконання роботи при напрузі 6-10 кВ, забезпечується застосуванням магнітно-вентильних розрядників серії РВМ.

Захист ізоляції силових трансформаторів та обладнання РП 3 - 10 кВ виконується вентильними розрядниками серії РВП. Ізоляцію електрообладнання напругою 6-220 кВ захищають вентильними розрядниками серії РВС. Захист ізоляції обладнання 15-35 кВ зі зниженим рівнем випробувальної напруги здійснюється магнітно-вентильними розрядниками серії РВМ. Ізоляція електрообладнання на напругу 110-220 кВ зі зниженими випробувальними напругами, а також обладнання на 330 і 500 кВ, захищається вентильними розрядниками з магнітним гасінням дуги серії РВМГ. У випадку застосування автотрансформаторів 110 кВ із зниженим рівнем ізоляції, тоді для їхнього захисту використовують магнітно-вентильні розрядники РВМГ-110.

Для захисту неперіоритетного обладнання 6-35 кВ призначені вентильні розрядники серій GZ, РС-10 і РВО-35. Комбіновані вентильні розрядники серії РВМК (330–500 кВ) призначені для захисту від грозових та внутрішніх перенапруг. Їх встановлюють тоді, коли необхідно забезпечити додатковий захист від внутрішніх перенапружень, а розрядники серії РВМГ не можуть бути застосовані через обмежені дугогасні та пропускні можливості.

На сьогодні для мереж 110–500 кВ разом із вентильними розрядниками широко застосовують обмежувачі перенапруг (ОПН). Вони мають менші габарити та вагу при аналогічних технічних характеристиках, проте дорожчі. У порівнянні з розрядниками РВМГ, нелінійні ОПН забезпечують зниження комутаційних перенапруг на 30–40 %, а атмосферних на 10–20 %.

Кількість та місця встановлення вентильних розрядників визначаються відповідно до прийнятих схем електричних з'єднань, а також кількості повітряних ліній (ПЛ) і силових трансформаторів.

На підстанціях 35–110 кВ з трансформаторами потужністю до 40 МВа, приєднаними до відгалужень, вентильні розрядники встановлюють максимально близько до обладнання, що захищається на відстані не більше 10 м від електрообладнання зі зниженим рівнем ізоляції (електричні машини, силові трансформатори).

Територія підстанції повинна бути додатково захищена тросовими громовідводами.

Для захисту розподільчого пристрою РП 6-10 кВ від хвиль атмосферних перенапружень, що виникають з ПЛ, встановлення вентиляльних розрядників проводиться відповідно до наступних рекомендацій:

1) Один комплект розрядників на шинах РУ або поруч з трансформатором забезпечує захист силового трансформатора і ізоляції РП, якщо зв'язок виконаний кабелями довжиною до 90 м.

2) Якщо трансформатор з РП з'єднано відкритим струмопроводом, розрядник на секції шин РП 6-10 кВ, захищає РП і трансформатор, якщо довжина струмопроводу не перевищує 60 м, а в підходах до ПЛ до РП є кабельна вставка.

3) При встановлених громовідводах на порталах, що відходять від трансформатора, розрядник 6-10 кВ у вводах трансформатора забезпечує надійний захист РП, за умови що відстань між трансформатором і РП не більше 15 м. Для захисту трансформаторів 110-220 кВ від грозових і внутрішніх перенапружень з рівнем ізоляції нейтралів I і II застосовують вентиляльні розрядники серії РВС. Магнітно-вентильні розрядники використовують лише тоді, якщо трансформатор має невідключувані кабельні лінії протяжністю понад 110 м.

4) Пристрій захисту нейтралі рекомендується встановлювати безпосередньо на трансформаторі. Для захисту нейтралі застосовують наступні розрядники: для 150 кВ - РВС-11; для 110 кВ - РВС-60; для 35 кВ - РВС-20.

5) У ВРП вентиляльні розрядники як і інше обладнання монтують на фундаментах або металевих конструкціях висотою 2,5–3,0 м від рівня планування підстанції. Якщо нижня кромка фарфорового кожуха знаходиться вище 2,5 м, огороження для розрядників непотрібні, при меншій висоті навпаки потрібне постійне огороження.

6) На підстанціях зі спрощеними схемами передбачають один

комплект розрядників на приєднання, в на підстанціях з великою кількістю відгалужень – два комплекти. На потужних ВРП кількість комплектів може досягати чотирьох – п'яти розрядників.

Вибір апаратів в нейтралі трансформатора

В установках 110 кВ і вище в нейтралі трансформатора передбачається заземлювач нейтралі (ЗОН), який вибирають за такими ж критеріями, що й роз'єднувач. Окрім ЗОН, у нейтралі встановлюють розрядник для захисту від комутаційних і атмосферних перенапружень. Розрядники вибирають відповідно до робочої напруги, на яку розрахована ізоляція нейтралі.

3.3 Вибір обладнання розподільного пристрою 6 кВ

Вибір вимикачів

На основі розрахункових даних виконується підбір вимикачів відповідно до параметрів електроапарата. Перевірка проводиться для 3 позицій: для ввідного вимикача, секційного вимикача та фідерних вимикачів. Для кожного з них визначаються відповідні струми та виконується перевірка відповідності вимогам за струмом навантаження та струмом короткого замикання.

Максимальний робочий струм ввідного вимикача на стороні низької напруги трансформатора визначається за формулою:

$$I_{вр\ max} = \frac{S_{нтр} \cdot 10^3 \cdot k_{23}}{n_{рзч} \cdot \sqrt{3} \cdot U_{нн}} = 25 \cdot 10^3 \cdot 1,4 / (2 \cdot 1,73 \cdot 6) = 1686 \text{ А} \quad (3.1)$$

де $S_{нтр} = 25$ МВА – номінальна потужність трансформатора, (за даними обраної моделі);

$k_{23} = 1,4$ – допустиме аварійне навантаження трансформатора в зимовий період (формула 3.8а);

$U_{нн} = 6$ кВ – номінальна напруга низької сторони підстанції;

$n_{pзч} = 1$ коефіцієнт для двохобмоткового трансформатора без розчеплення і $n_{pзч} = 2$ для двохобмоткового трансформатора з розчепленням вторинної обмотки [275-280 с., 2]

Вимикачі обираються за основними параметрами: номінальною напругою, тривалим допустимим струмом, вимикаючою здатністю, а також електродинамічною та термічною стійкістю. Для вводу приймаються чотири вимикача типу КМ-1 (два трансформатори, кожен із двома вторинними обмотками з розчепленням). Для відповідних комірок обираються масляні вимикачі типу ВВ/TEL-6-1700-20У2 із відповідним приводом. Розрахунок та обґрунтування вибору ввідного вимикача наведено в табл. 3.3.

Таблиця 3.3 - Вибір ввідних вимикачів

Параметри вибору		Умови вибору	Вимикач ВВ/TEL-6-1700-20У2		Перевірка умови
			Розрахункові дані	Тех. Параметри	
Номінальна напруга, кВ		$U_{с.ном} \leq U_{ном}$	6	6	$6 \leq 6$
Номінальний струм, А		$I_{вртах} \leq I_{ном}$	1686	1600	$1686 \leq 1700$
Номінальний струм динамічної стійкості, кА	симетричний	$I_{но} \leq I_{пр.с}$	13	20	$7,83 \leq 20$
	несиметричний	$i_y \leq i_{дин}$	20,42	52	$20,42 \leq 52$
Номінальний струм відключення кА		$I_{нт} < I_{откл.ном}$	7,83	20	$7,83 \leq 20$
Термічна стійкість, $кА^2с$		$B_k \leq I_m^2 \cdot t_m$	64,37	$20^2 \times 4$	$64,37 \leq 1600$

Для комірок секційного вимикача максимально можливий струм визначаємо так само

$$I_{скрмах} = \frac{S_{нтр} \cdot 10^3 \cdot \kappa_{2з}}{2 \cdot n_{pзч} \cdot \sqrt{3} \cdot U_{нн}} = 25 \cdot 10^3 \cdot 1,4 / (2 \cdot 2 \cdot 1,73 \cdot 6) = 843 \text{ А} \quad (3.2)$$

де $S_{нтр} = 25$ МВА – номінальна потужність трансформатора.

Приймаємо 2 комірки типу КМ-1 (дві системи шин для низької сторони для двох трансформаторів з вторинними обмотками з

розчепленням). Для них вибираємо вакуумний вимикач ВВ/TEL-6-1000-20У2 з приводом. Вибір ввідного вимикача наведено в табл. 6.3.

Таблиця 3.4 - Вибір секційного вимикача

Параметри вибору		Умови вибору	Вимикач ВВ/TEL-6-1000-20У2		Перевірка умови
			Розрахункові дані	Тех. параметри	
Номінальна напруга, кВ		$U_{с.ном} \leq U_{ном}$	6	6	$6 \leq 6$
Номінальний струм, А		$I_{скрmax} \leq I_{ном}$	843	1000	$843 \leq 1000$
Номінальний струм динамічної стійкості, кА	симетричний	$I_{но} \leq I_{пр.с}$	7,83	20	$7,83 \leq 20$
	несиметричний	$i_y \leq i_{дин}$	20,42	52	$20,42 \leq 52$
Номінальний струм відключення кА		$I_{п\tau} < I_{откл.ном}$	7,83	7,83	20
Термічна стійкість, $кА^2с$		$B_k \leq I_m^2 \cdot t_m$	64,37	$20^2 \times 4$	$64,37 \leq 1600$

Вибір вимикачів відгалужувальних ліній здійснюємо для найбільш навантаженої лінії.

Для відхідної лінії максимальний робочий струм визначається

$$I_{вдрmax} = \frac{S_{ннн} \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot U_{нн}} = 6,3 \cdot 10^3 / (1,73 \cdot 10) = 607 \text{ А} \quad (3.3)$$

де $S_{ннн} = 6,3 \text{ МВА}$ – найбільш потужне навантаження відхідної лінії.

Обираємо вимикач типу ВВ/TEL-6-1000-20У2. Вибір вимикача приведено в табл. 3.5

Таблиця 3.5 - Вибір вимикача відхідної лінії

Параметри вибору	Умови вибору	Вимикач ВВ/TEL-6-1000-20У2		Перевірка умови
		Розрахункові дані	Тех. параметри	
Номінальна напруга, кВ	$U_{с.ном} \leq U_{ном}$	6	6	$6 \leq 6$
Номінальний струм, А	$I_{вдртах} \leq I_{ном}$	607	1000	$607 \leq 1000$
Струм електродинамічної стійкості кА	$I_{но} \leq I_{пр.с}$	7,83	20	$7,83 \leq 20$
Ударний струм електродинамічної стійкості, кА	$i_y \leq i_{дин}$	20,42	52	$20,42 \leq 52$
Симетричний допустимий струм відключення, кА	$I_{нт} < I_{откл.ном}$	7,83	20	$7,83 \leq 20$
Термічна стійкість, $кА^2с$	$B_k \leq I_m^2 \cdot t_m$	64,37	$20^2 \times 4$	$64,37 \leq 1600$

3.3 Вибір і розрахунок релейного захисту й автоматики елементів системи електропостачання промислового підприємства [121-143 с.,6]

Визначення робочого максимального струму елементів СЕП

Робочий максимальний струм ($I_{\text{раб.макс}}$) представляє собою найбільший довготривалий струм з урахуванням можливого додаткового підключення навантаження.

Для ліній і трансформаторів 6 кВ без резервування максимальний робочий струм визначається за формулою

$$I_{\text{раб.макс}} = I_{\text{раб.макс(н)}}, \quad (3.1)$$

де $I_{\text{раб.макс(н)}}$ – робочий максимальний струм нормального режиму, який для ліній, що живить менш як три трансформатори, приймається рівним номінальному струму трансформатора.

$$I_{\text{раб.макс(н)}} = K_0 K_3 \sum I_{\text{ном}}, \quad (3.2)$$

де $\sum I_{\text{ном}}$ – сумарний номінальний струм трансформаторів, що живляться від лінії;

K_0 – коефіцієнт одночасності ($K_0=0,9$);

K_3 – коефіцієнт завантаження відповідно.

Для трансформаторів ГПП

$$I_{\text{раб.макс(н)}} = K_3 I_{\text{ном}}, \quad (3.3)$$

де $I_{\text{ном}}$ – номінальний струм трансформатора.

Для ліній і трансформаторів з резервуванням

$$I_{\text{раб.макс}} = I_{\text{раб.макс(н)}} + I_{\text{раб.макс(д)}}, \quad (3.4)$$

де $I_{\text{раб.макс(д)}}$ – струм додаткового навантаження, що приєднується до лінії у післяаварійному режимі.

$$I_{\text{раб.макс(д)}} = I_{\text{раб.макс(н)}}. \quad (3.5)$$

Максимальний робочий струм для лінії що живить конденсаторні установки

$$I_{\text{роб.макс}} = \frac{Q_{\text{ном}}}{\sqrt{3}U_{\text{ном}}}, \text{ А}, \quad (3.6)$$

$$I_{\text{роб.макс}} = \frac{1400}{\sqrt{3} \cdot 6,3} = 128,3 \text{ А}.$$

Максимальний робочий струм для лінії Л1

$$I_{\text{роб.макс}} = I_{\text{ном.Т2}}, \quad (3.7)$$

$$I_{\text{ном.Т2}} = \frac{S_{\text{ном.Т2}}}{\sqrt{3}U_{\text{ном}}}, \text{ А}, \quad (3.8)$$

$$I_{\text{ном.Т2}} = \frac{250}{\sqrt{3} \cdot 6,3} = 22,9 \text{ А}.$$

$$I_{\text{роб.макс}} = 22,9 \text{ А.}$$

Таблиця 3.3 - Паспортні дані силових трансформаторів

Позначення	Потужність, кВа	Напруга ВН, кВ	Напруга НН, кВ	Втрати холостого ходу, кВт	Втрати короткого замикання, кВт	Струм холостого ходу, %	Напруга к.з, %
ТМЗ-250/6	250	6	0,4	0,74	4,2	4,5	2,4
ТМЗ-630/6	630	6	0,4	1,31	8,5	5,5	2,0
ТМЗ-2500/6	2500	6	0,4	3,75	24	6	1,0
ТМЗ-4000/6	4000	6	0,4	45,2	30,45	7,5	0,9
ТМЗ-6300/6	6300	6	0,4	52	33,5	7,5	0,8

Схема електропостачання підприємства наведена на листі 2 графічної частини.

Максимальний робочий струм для лінії Л2

$$I_{\text{роб.макс}} = I_{\text{ном.АД}}, \quad (3.9)$$

$$I_{\text{ном.АД}} = \frac{P_{\text{ном.АД}}}{\sqrt{3}U_{\text{ном}}\eta \cos \varphi}, \text{ А}, \quad (3.10)$$

$$I_{\text{ном.АД}} = \frac{3260}{\sqrt{3} \cdot 6 \cdot 0,9 \cdot 0,9} = 387,3 \text{ А};$$

$$I_{\text{роб.макс}} = 387,3 \text{ А.}$$

Максимальний робочий струм для лінії Л3

(3.11)

$$I_{\text{роб.макс}} = K_{\text{рез}} I_{\text{ном.ТЗ}},$$

$$I_{\text{ном.ТЗ}} = \frac{S_{\text{ном.ТЗ}}}{\sqrt{3}U_{\text{ном}}}, \text{ А}, \quad (3.12)$$

$$I_{\text{ном.Т3}} = \frac{630}{\sqrt{3} \cdot 6,3} = 57,6 \text{ А};$$

$$I_{\text{роб.макс}} = 1 \cdot 57,6 = 57,6 \text{ А.}$$

Максимальний робочий струм для лінії Л4

$$I_{\text{роб.макс}} = I_{\text{ном.СД}}, \quad (3.13)$$

$$I_{\text{ном.СД}} = \frac{P_{\text{ном.СД}}}{\sqrt{3} U_{\text{ном}} \eta \cos \varphi}, \text{ А}, \quad (3.14)$$

$$I_{\text{ном.СД}} = \frac{4200}{\sqrt{3} \cdot 6 \cdot 0,95 \cdot 0,85} = 500,5 \text{ А};$$

$$I_{\text{роб.макс}} = 500,5 \text{ А.}$$

Максимальний робочий струм для лінії Л5

$$I_{\text{роб.макс}} = 2I_{\text{роб.макс(н)}}, \quad (3.15)$$

$$I_{\text{роб.макс(н)}} = K_o (4I_{\text{ном.Т4}} + 3I_{\text{ном.Т3}}), \quad (3.16)$$

$$I_{\text{ном.Т4}} = \frac{S_{\text{ном.Т4}}}{\sqrt{3} U_{\text{ном}}}, \text{ А}, \quad (3.17)$$

$$I_{\text{ном.Т5}} = \frac{S_{\text{ном.Т5}}}{\sqrt{3} U_{\text{ном}}}, \text{ А}, \quad (3.18)$$

$$I_{\text{ном.Т4}} = \frac{2500}{\sqrt{3} \cdot 6,3} = 229,1 \text{ А};$$

$$I_{\text{ном.Т5}} = \frac{4000}{\sqrt{3} \cdot 6,3} = 366,5 \text{ А};$$

$$I_{\text{раб.макс(н)}} = 0,9 \cdot (4 \cdot 229,1 + 3 \cdot 57,6) = 980,3 \text{ А};$$

$$I_{\text{роб.макс}} = 2 \cdot 980,3 = 1960,6 \text{ А.}$$

Максимальний робочий струм для лінії Л6

$$I_{\text{роб.макс}} = 3I_{\text{ном.Т5}}, \quad (3.19)$$

$$I_{\text{роб.макс}} = 3 \cdot 366,5 = 1099,5 \text{ А.}$$

Максимальний робочий струм для лінії Л7

$$I_{\text{раб.макс}} = I_{\text{ном.Т4}}, \quad (3.20)$$

$$I_{\text{раб.макс}} = 229,1 \text{ А.}$$

Максимальний робочий струм для трансформатора Т1 на стороні НН

$$I_{\text{раб.макс}} = 2I_{\text{раб.макс(н)}}; \quad (3.21)$$

$$I_{\text{раб.макс(н)}} = K_{\text{пер}} \frac{S_{\text{ном.Т1}}}{\sqrt{3}U_{\text{ном}}}, \text{ А}, \quad (1.22)$$

$$I_{\text{раб.макс(н)}} = 0,7 \frac{25000}{\sqrt{3} \cdot 6,6} = 1530,9 \text{ А};$$

$$I_{\text{раб.макс}} = 2 \cdot 1530,9 = 3061,8 \text{ А.}$$

Максимальний робочий струм для трансформатора Т1 на стороні ВН

$$I_{\text{роб.максТ1(ВН)}} = K_T I_{\text{раб.максТ1(НН)}}, \quad (3.23)$$

$$I_{\text{раб.макс(н)Т1(ВН)}} = \frac{6,6}{115} \cdot 1530,9 = 87,9 \text{ А,}$$

$$I_{\text{роб.максТ1(ВН)}} = \frac{6,6}{115} \cdot 3061,8 = 175,7 \text{ А.}$$

Вибір коефіцієнта трансформації і схеми з'єднання трансформаторів струму і реле.

Номінальний струм трансформаторів струмів (ТС) обирається за максимальним робочим струмом, приймається найближче більше значення за стандартною шкалою номінальних струмів ТС. Виключення складають ТС в схемі диференційного захисту трансформатора, з'єднані в „ трикутник ”, їх номінальний струм вибирається за максимальним робочим струмом, збільшеному на $\sqrt{3}$.

Для захисту в мережах з ізольованою нейтраллю застосовується як правило, схема з'єднання ТС і реле в „ неповну зірку ”.

Результати розрахунку номінальних струмів і коефіцієнти трансформації ТС, наведені в таблиці 3.1.

Таблиця 3.1 – Номінальні струми і коефіцієнти трансформації ТС

	T1 _{ВН}	T1 _{НН}	КУ	Л1	Л2	Л3	Л4	Л5	Л6	Л7
$I_{\text{роб.макс}}, \text{ А}$	87,9	3061,8	128,3	22,9	387,3	57,6	500, 5	1960,6	1099,5	229.1
$I_{\text{НОМ.ТТ}}, \text{ А}$	100	3200	150	50	400	100	600	2000	1200	300
$K_{\text{Т.НОМ}}$	20	640	30	10	80	20	120	400	240	60

Захист трансформаторів запобіжниками

Запобіжники використовуються для захисту трансформаторів Т5. Вибір виконується в залежності від напруги і потужності захищаючих трансформаторів.

Таблиця 3.2 – Розрахункові величини для вибору запобіжника

$U_{\text{НОМ.Т}}, \text{ кВ}$	$S_{\text{НОМ.Т}}, \text{ кВА}$	$I_{\text{вс.НОМ}}, \text{ А}$
6	250	50

Остаточню вибирається запобіжник типу ПКТ 112-6-50-31,5 УЗ.

Для перевірки запобіжників за селективністю будується захисна характеристика

Данні для побудови характеристик

t, c	100	10	4	1	0,1	0,01
I, A	170	190	220	300	530	1700
I', A	273	299	339	445	749	2296
$I_{yз}, A$	270	273	277	257	163	162
$I_{сз}, A$	303	329	367	520	1375	4253

$$I' = I_{пл} \cdot (n - 1) \cdot \beta \cdot I_{ном.Т5}$$

$$I' = 170 \cdot (3 - 1) \cdot 0,74 \cdot 22,91 = 273 A$$

$$I_{yз} \geq \frac{I'}{\sqrt{\frac{t_{yз} \cdot K}{t} + 1}}$$

$$I_{yз} \geq \frac{273}{\sqrt{\frac{0,025 \cdot 80}{100} + 1}} = 270 A,$$

$$I_{сз} = I_{yз} \sqrt{\frac{t_{yз} \cdot K}{t} + 1}$$

$$I_{сз} = 270 \sqrt{\frac{0,025 \cdot 80}{100} + 1} = 303 A$$

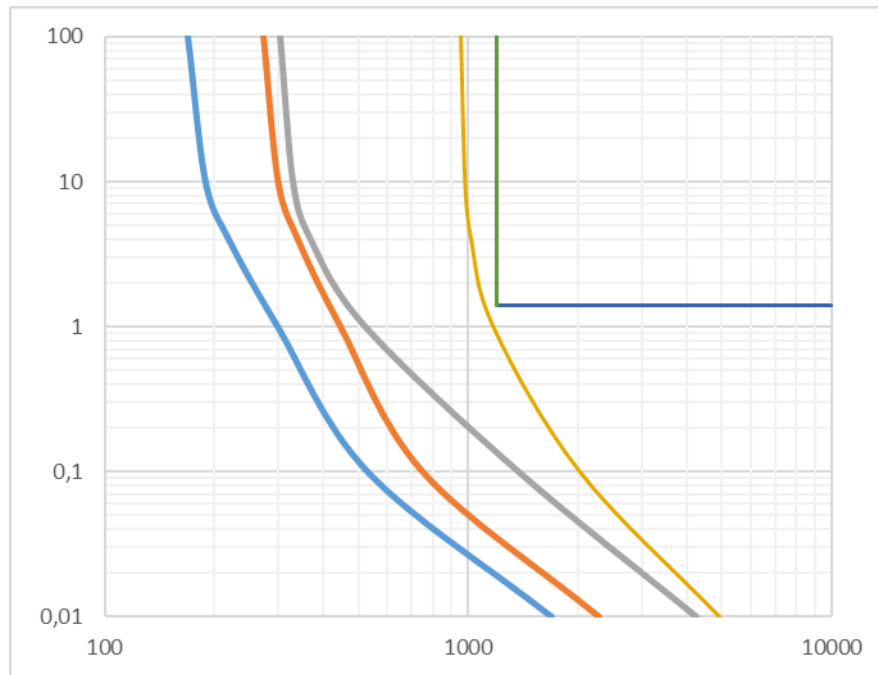


Рис 3.1 - Карта селективності

Максимальний струмовий захист

Для МСЗ ліній, що живлять групу трансформаторів, які захищенні запобіжниками обирається УЗА-10А.2.

Струм спрацювання МСЗ повинен задовольняти декільком умовам:

1 умова – захист не повинен спрацювати внаслідок післяаварійного режиму, що виникає після відключення з витримкою часу близького до зовнішнього трифазного КЗ

$$I_{с.з} \geq \frac{K_{вдс} K_{сзп} I_{раб.макс}}{K_{пов}}, \quad (3.24)$$

де $I_{раб.макс}$ – робочий струм;

$K_{вдс}$ – коефіцієнт відстройки реле УЗА-10.А.2 $K_{вдс} = 1,2$;

$K_{сзп}$ – коефіцієнт самозапуску;

$K_{пов}$ – коефіцієнт повернення реле УЗА-10.А.2 $K_{пов} = 0,9$.

2 умова – захист не повинен спрацювати у момент підключення додаткового навантаження під час дії ПАВР.

$$I_{с.з} \geq K_{вдс} (I_{раб.макс(н)} + K_{сзп} I_{раб.макс(д)}). \quad (3.25)$$

Перевірка за 1 умовою.

Розрахунок МСЗ для ліній Л3, Л5, Л6, Л9, і трансформатора Т1 на стороні ВН.

Для лінії Л3 вибирається мікропроцесорний пристрій УЗА-10А.2.

$$I_{с.з} \geq \frac{1,2 \cdot 1,15 \cdot 57,6}{0,92} = 86,4 \text{ А.}$$

Струм спрацювання реле визначається як

$$I_{с.з} \geq I_{с.з(0,5)Л6_{МСЗ}} + I_{роб.максЛ3} \cdot 0,5, \quad (3.26)$$

За формулою (3.26)

$$I_{с.з} = 1099,5 + (3 \cdot 57,3) \cdot 0,5 = 1185,5 \text{ А}$$

Для лінії Л6 вибирається мікропроцесорний пристрій УЗА-10М.А2.

$$I_{с.з.св рп} = (I_{с.з(0,5)Л6_{МСЗ}} + N_{Т5} \cdot I_{ном.Т3} \cdot \beta_{Т5}) \cdot K_{вдс}, \text{ А}$$

$$I_{с.з.св рп} = (1099,5 + 3 \cdot 57,3 \cdot 0,74) \cdot 1,2 = 1472 \text{ А}$$

Коефіцієнт чутливості визначається за формулою

$$K_{ч} = \frac{K_{сх}^{(2)}}{K_{сх}^{(3)}} \cdot \frac{I_{к мін}^{(2)}}{I_{с.з}} \geq 1,5$$

$$I_{к мін}^{(2)} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot \frac{I_{к макс}^{(3)}}{1,1}, \text{ А}$$

$$I_{крп} = 0,9 \cdot I_{к2}, \text{ кА}$$

$$I_{крп} = 0,9 \cdot 8,5 = 7,65 \text{кА}$$

$$I_{к\text{ мін}}^{(2)} = \frac{\frac{\sqrt{3}}{2} \cdot 7650}{1,1} = 6022,8 \text{ А}$$

$$K_{ч} = \frac{1}{1} \cdot \frac{6022,8}{1472} = 4,1$$

Для лінії Л5 вибирається мікропроцесорний пристрій УЗА-10М.А2.

$$I_{с.з.} = (I_{с.з.св\ рп} + N_{T5} \cdot I_{ном.T5} \cdot \beta_{T5} + N_{T4} \cdot I_{ном.T4} \cdot \beta_{T4}) \cdot K_{вдс}, \text{А}$$

$$I_{с.з.} = (1472 + 3 \cdot 57,3 \cdot 0,74 + 4 \cdot 229,1 \cdot 0,74) \cdot 1,2 = 2732,8 \text{ А}$$

$$K_{ч} = \frac{1}{1} \cdot \frac{6022,8}{2732,8} = 2,2$$

Для лінії Л9 вибирається мікропроцесорний пристрій УЗА-10А.2.

$$I_{с.з.св.гпп} = (I_{с.з.л5} + N_{T2} \cdot I_{ном.T2} \cdot \beta_{T2} + N_{Д1} \cdot I_{ном.Д1} \cdot \beta_{Д1} + N_{T3} \cdot I_{ном.T3} \cdot \beta_{T3} + N_{Д2} \cdot I_{ном.Д2} \cdot \beta_{Д2}) \cdot K_{вдс}, \text{ А}$$

$$I_{с.з.св.гпп} = (2732,8 + 1 \cdot 22,9 \cdot 0,74 + 1 \cdot 387,3 \cdot 0,9 + 1 \cdot 57,3 \cdot 0,74 + 1 \cdot 500,5 \cdot 0,9) \cdot 1,2 = 4309,4 \text{ А}$$

$$K_{ч} = \frac{1}{1} \cdot \frac{6022,8}{4309,4} = 1,4$$

Для трансформатора Т1 на стороні ВН

$$I_{с.з.} \geq \frac{I_{с.з.св\ гпп}}{K_{вдс}} \cdot K_T, \text{А}$$

$$I_{с.з} \geq \frac{4309,4}{1,2} \cdot \frac{6,6}{115} = 206,1 \text{ А,}$$

$$K_{ч} = \frac{2}{\sqrt{3}} \cdot \frac{7500 \cdot \frac{6,6}{115}}{229,1} = 2,1$$

Для трансформатора Т1 на стороні НН вибирається мікропроцесорний пристрій УЗА-10М.А2.

$$I_{с.з.нн.гпп} = K_o \cdot (I_{с.з.св.гпп} + N_{Т2} \cdot I_{ном.Т2} \cdot \beta_{Т2} + N_{Д1} \cdot I_{ном.Д1} \cdot \beta_{Д1} + N_{Т3} \cdot I_{ном.Т3} \cdot \beta_{Т3} + N_{Д2} \cdot I_{ном.Д2} \cdot \beta_{Д2}) \cdot K_{вдс}, \text{ А}$$

$$I_{с.з.нн.гпп} = 0,9 \cdot (4309,4 + 1 \cdot 22,9 \cdot 0,74 + 1 \cdot 387,3 \cdot 0,9 + 1 \cdot 57,3 \cdot 0,74 + 1 \cdot 505,5 \cdot 0,9) \cdot 1,2 = 4267,2 \text{ А}$$

$$K_{ч} = \frac{1}{1} \cdot \frac{6022,8}{4267,2} = 1,41$$

Визначення часу спрацювання та узгодження характеристик часу спрацювання захистів

Вибір часу спрацювання МСЗ залежить від виду захисту даного і попереднього, а також послідуєчих ділянок, полягає в тому, що при всіх струмах КЗ на попередній ділянці повинна виконуватися умова

$$t_{послв} \geq t_{попер} + \Delta t, \quad (3.27)$$

де Δt – ступінь селективності, для захисту з незалежною характеристикою визначається головним чином точністю роботи реле часу, для реле УЗА-10А.2, $\Delta t = 0,4$ с.

Для узгодження характеристик часу спрацювання будуються характеристики захистів елементів:

- 1) Будується характеристика для лінії Л9.

- 2) За даними з довідника будується характеристика ПКТ, захищаючого трансформатор Т5.
- 3) Вибираємо реле з залежною характеристикою часу УЗА-10-2А (аналог РТ-80) з мінімальною вставкою часу спрацювання (0,5 с). При струмі спрацювання ці реле працюють з витримкою 5–10 с.

Тому за розрахунковий час працюючи захистом 5 с. Це значення відкладаємо на осі ординат. Від отриманої точки проводимо пряму, паралельну осі абсцис, до перетину із захисною характеристикою запобіжника. Із точки перетину опускаємо перпендикуляр на вісь абсцис та шукаємо струм I , який забезпечує розплавлення плавкової вставки за 5 с. Струм спрацювання захисту визначаємо за формулою.

$$I_{c.3} = 1,4I_{вс}. \quad (3.28)$$

За формулою (2.6) визначається струм спрацювання

$$I_{c.3} = 1,4 \cdot 303,8 = 425,3 \text{ А.}$$

Таблиця 2.1– Залежність $I_{c.p}$ від $t_{сп}$

$t_{сп} = 5\text{с}$	$I_{c.3.1} = 1,0I_{c.3} = 1,0 \cdot 425,3 = 425,3 \text{ А};$
$t_{сп} = 2,5\text{с}$	$I_{c.3.2} = 1,5I_{c.3} = 1,5 \cdot 425,3 = 637,95 \text{ А};$
$t_{сп} = 1,7\text{с}$	$I_{c.3.3} = 2I_{c.3} = 2 \cdot 425,3 = 850,6 \text{ А};$
$t_{сп} = 0,85\text{с}$	$I_{c.3.4} = 3I_{c.3} = 3 \cdot 425,3 = 1275,9 \text{ А};$
$t_{сп} = 0,7\text{с}$	$I_{c.3.5} = 5I_{c.3} = 5 \cdot 425,3 = 2126,5 \text{ А};$
$t_{сп} = 0,5\text{с}$	$I_{c.3.6} = 10I_{c.3} = 10 \cdot 425,3 = 4253 \text{ А.}$

4) Відносно характеристики УЗА-10А.2 будуюмо характеристику МСЗ Л5. При струмі спрацювання захисту 1589,82 А відкладаємо ступінь селективності $\Delta t = 0,6 \text{ с}$.

$$t_{Л5} = t_{Л6} + \Delta t = 1,15 + 0,6 = 1,75 \text{ с.}$$

5) Відносно характеристики Л5 будуюмо характеристику УЗА-10А.2 захищаючого трансформатор Т1. При струмі спрацювання захисту 2756,26 А, відкладаючи ступінь селективності $\Delta t = 0,4 \text{ с}$.

$$t_{Т1} = t_{Л5} + \Delta t = 1,75 + 0,4 = 2,15 \text{ с.}$$

Вибір типу реле струму та схеми з'єднання ТС і реле

Згідно з ПУЕ СВ встановлюється на усіх лініях з одностороннім живленням, якщо вона відповідає вимогам чутливості, в якості реле струму застосовується УЗА-10М.А2.

Визначення струму спрацювання

Струм спрацювання СВ для ліній і трансформаторів з одностороннім живленням обирається за двома умовами:

1 умова – від лаштування від зовнішніх КЗ

$$I_{с.в} = K_{вдс} I_{к макс} , \quad (3.29)$$

де $I_{к макс}$ – максимальний струм зовнішнього КЗ;

$K_{вдс}$ – коефіцієнт відстройки, (для УЗА-10М.А2 $K_{вдс} = 1, 2$).

2 умова – відлаштування від кидка струму намагнічування всіх трансформаторів, що живляться від даної лінії.

$$I_{с.в} = K'_{вдс} \sum I_{Т ном} , \quad (3.30)$$

де $K'_{вдс}$ – залежить від типу реле, (для УЗА-10М.А2 $K_{вдс} = 3 \div 4$).

В якості струму спрацювання обирається найбільше значення.

Струм спрацювання реле визначається як

$$I_{c.p} = \frac{K_{cx}^{(3)}}{K_T} I_{c.B}. \quad (3.31)$$

Для лінії Л5 з використанням реле УЗА-10М.А2

$$I_{c.B} = K_{вдс} I_{к макс}, \quad (3.32)$$

$$I_{c.B} = 1,2 \cdot 7500 = 9000 \text{ А},$$

$$I_{c.B} = K'_{вдс} \sum I_{Т ном}, \quad (3.33)$$

$$I_{c.B} = 4 \cdot (4I_{ном.Т4} + 3I_{ном.Т5}), \quad (3.34)$$

$$I_{c.B} = 4 \cdot (4 \cdot 146,62 + 3 \cdot 22,91) = 2620,84 \text{ А},$$

Для блока Л3–Т3 з використанням реле УЗА-10М.А2

$$I_{c.B} = K_{вдс} I_{к макс}, \quad (3.35)$$

$$I_{c.B} = 1,2 \cdot 7500 = 9000 \text{ А},$$

$$I_{c.B} = K'_{вдс} \sum I_{Т ном}, \quad (3.36)$$

$$I_{c.B} = 6I_{ном.Т3}, \quad (3.37)$$

$$I_{c.B} = 6 \cdot 91,64 = 549,84 \text{ А},$$

Для блока Л9–Т4 з використанням реле УЗА-10М.А2

$$I_{c.B} = K_{вдс} I_{к макс}, \quad (3.38)$$

$$I_{c.B} = 1,2 \cdot 7500 = 9000 \text{ А},$$

$$I_{c.B} = K'_{вдс} \sum I_{Т ном}, \quad (3.39)$$

$$I_{c.B} = 4I_{ном.Т4}, \quad (3.40)$$

$$I_{\text{С.В}} = 4 \cdot 146,62 = 586,48 \text{ А},$$

Для блока Л6–Т5 з використанням реле УЗА-10М.А2

$$I_{\text{С.В}} = \frac{I_{\text{К макс}}}{K_{\text{ч}}}, \quad (3.41)$$

$$I_{\text{С.В}} = \frac{6750}{1,5} = 4500 \text{ А};$$

$$I_{\text{С.В}} = K'_{\text{ВДС}} \sum I_{\text{Т ном}}, \quad (3.42)$$

$$I_{\text{С.В}} = 4 \cdot 3 I_{\text{НОМ.Т5}}, \quad (3.43)$$

$$I_{\text{С.В}} = 4 \cdot 3 \cdot 22,91 = 274,92 \text{ А};$$

Перевірка коефіцієнта чутливості

Визначається $K_{\text{ч}}$ для СВ, що захищають лінію

$$K_{\text{ч}} = \frac{K_{\text{СХ}}^{(\text{к})}}{K_{\text{СХ}}^{(3)}} \cdot \frac{I_{\text{К нач.макс}}^{(\text{к})}}{I_{\text{С.В}}}, \quad (3.44)$$

де $I_{\text{К нач.макс}}^{(\text{к})}$ – струм при КЗ на початку захищеної лінії в максимальному режимі.

Для СВ на лінії Л5:

$$K_{\text{ч}} = \frac{1}{1} \cdot \frac{5314,24}{2620,84} = 2,02.$$

Визначимо $K_{\text{ч}}$ для СВ, що захищають трансформатори (при не досить довгих лініях):

$$K_{\text{ч}} = \frac{K_{\text{сх}}^{(\text{к})}}{K_{\text{сх}}^{(3)}} \cdot \frac{I_{\text{к.нач.мін}}}{I_{\text{с.в}}}, \quad (3.45)$$

де $I_{\text{к.нач.мін}}$ – струм при 2^x ф КЗ в мінімальному режимі.

Для блока ЛЗ–ТЗ

$$K_{\text{ч}} = \frac{1}{1} \cdot \frac{5314,24}{589,84} = 9.$$

Для блока Л9–Т4

$$K_{\text{ч}} = \frac{1}{1} \cdot \frac{5314,24}{586,48} = 9,1.$$

Для блока Л6–Т5

$$K_{\text{ч}} = \frac{1}{1} \cdot \frac{5314,24}{274,92} = 19,3.$$

3.2 Розрахунок релейного захисту цехового трансформатора або трансформатора ГПП.

Коефіцієнти трансформації трансформаторів струму:

сторона ВН - 150/5;

сторона НН - 1500/5.

Вторинні обмотки трансформаторів струму з боку ВН трансформатора з'єднуються в Δ , а з боку НН - в Y .

Сторона 1 УЗА-10М.ДТ2 підключається до вторинних обмоток ТТ боку ВН трансформатора, сторона 2 - до до вторинних обмоток ТТ боку НН трансформатора.

Значення коефіцієнтів вирівнювання для обох сторін:

$$- \text{KB1} = \sqrt{3} I_{\text{НОМ.ТТ}} / I_{\text{НОМ.Т}} = \sqrt{3} \cdot 100/56,2 = 3,1;$$

$$- KB2 = I_{2\text{НОМ.ТТ}} / I_{2\text{НОМ.Т}} = 2000/979,74 = 2,1.$$

Для гальмування використовується обмотка з боку ВН трансформатора (сторона1).

Значення коефіцієнтів трансформації ТТ для обох сторін:

$$- K_{I1} = 150/5 = 30;$$

$$- K_{I2} = 2000/5 = 400.$$

Вторинні значення струмів ТТ при номінальному навантаженні трансформатора:

$$- \text{Сторона ВН} - I_{1\text{НОМ.Т}} = 56,2 / (30\sqrt{3}) = 1,1 \text{ А};$$

$$- \text{Сторона НН} - I_{2\text{НОМ.Т}} = 979,74/400 = 2,4 \text{ А}.$$

Уставку спрацьовування терміналу приймається рівною половині номінального струму боку НН:

$$I_{\text{с.з}}^{\text{II}} = 2,4 / 2 = 1,2 \text{ А}.$$

Приймаємо:

$$I_{\text{с.з}}^{\text{II}} = 2 \text{ А}; t_{\text{с.з}}^{\text{II}} = 0,25 \text{ с}.$$

Струм спрацьовування диференціального відсічення приймаємо рівним шестикратному номінальному току боку НН:

$$I_{\text{с.з}}^{\text{I}} = 6 \cdot 1,1 = 6,6 \text{ А}.$$

Приймаємо:

$$I_{\text{с.з}}^{\text{I}} = 7 \text{ А}.$$

Захист конденсаторної батареї

Струмова відсічка

Струм спрацьовування відстроюється від струму включення та розряду батареї

$$I_{\text{с.з.}} \geq K_{\text{отс}} \cdot I_{\text{НОМ}}, \text{ А}$$

$$I_{\text{с.з.}} \geq 2,5 \cdot 115,47 = 288,67 \text{ А}.$$

Приймається $I_{\text{с.з.}} = 300 \text{ А}$.

Для відбудови від перехідних струмів заряду конденсаторів
 $t_{с.з.} = 0,15 \text{ с.}$

Коефіцієнт чутливості захисту визначається за формулою

$$K_{\text{ч}} = \frac{I_{\text{К.мін}}^{(2)}}{I_{\text{с.з.}}} = \frac{5314,24}{300} = 17,7 > 2$$

Захист від перевантаження

Струм спрацьовування відстроюється від номінального струму батареї з урахуванням допустимого перевантаження струмами вищих гармонік

$$I_{\text{с.з.}} \geq K_{\text{отс}} \cdot I_{\text{ном}}, \text{А}$$

$$I_{\text{с.з.}} \geq 1,2 \cdot 115,47 = 138,56 \text{ А}$$

Приймається $I_{\text{с.з.}} = 140 \text{ А}, t_{\text{с.з.}} = 10 \text{ с.}$

Захист від підвищення напруги

Напруга спрацьовування захисту відстроюється від припустимого рівня підвищення напруги

$$U_{\text{с.з.}} \geq K_{\text{отс}} \cdot U_{\text{ном}}, \text{кВ}$$

$$U_{\text{с.з.}} \geq 1,1 \cdot 6,3 = 6,9 \text{ кВ}$$

Приймається $U_{\text{с.з.}} = 6,9 \text{ кВ}, t_{\text{с.з.}} = 5 \text{ хв}$

Захист асинхронного двигуна

Струмова відсічка

Струм спрацьовування відстроюється від струму включення та розряду батареї

$$I_{\text{с.з.}} \geq K_{\text{отс}} \cdot I_{\text{пуск.ад}}, \text{А}$$

$$I_{с.з.} \geq 1,2 \cdot 7 \cdot 118,79 = 997,83 \text{ А.}$$

Приймається $I_{с.з.} = 1000 \text{ А.}$

Коефіцієнт чутливості захисту визначається за формулою

$$K_{\text{ч}} = \frac{I_{\text{К.мін}}^{(2)}}{I_{с.з.}} = \frac{7000}{1000} = 7 > 2$$

Захист від перевантаження

Струм спрацьовування відстроюється від номінального струму батареї з урахуванням допустимого перевантаження струмами вищих гармонік

$$I_{с.з.} \geq K_{\text{отс}} \cdot I_{\text{ном}}, \text{ А}$$

$$I_{с.з.} \geq 1,2 \cdot 118,79 = 142,54 \text{ А}$$

Приймається $I_{с.з.} = 145 \text{ А}, t_{с.з.} = 15 \text{ с.}$

Захист мінімальної напруги

$$U_{с.з.} \geq 0,7 \cdot U_{\text{ном}}, \text{ кВ}$$

$$U_{с.з.} \geq 0,7 \cdot 6 = 4,2 \text{ кВ}$$

Приймається $U_{с.з.} = 4,2 \text{ кВ}, t_{с.з.} = 0,5 \text{ с}$

Захист синхронного двигуна

Струмова відсічка

Струм спрацьовування відстроюється від струму включення та розряду батареї

$$I_{с.з.} \geq K_{\text{отс}} \cdot I_{\text{пуск.сд}}, \text{ А}$$

$$I_{с.з.} \geq 1,2 \cdot 6,9 \cdot 95,3 = 789,1 \text{ А.}$$

Приймається $I_{с.з.} = 790 \text{ А.}$

Коефіцієнт чутливості захисту визначається за формулою

$$K_{\text{ч}} = \frac{I_{\text{К.min}}^{(2)}}{I_{\text{с.з.}}} = \frac{7000}{790} = 8,8 > 2$$

Захист від асинхронного ходу двигуна

Струм спрацьовування відстроюється від номінального струму батареї з урахуванням допустимого перевантаження струмами вищих гармонік

$$I_{\text{с.з.}} \geq K_{\text{отс}} \cdot I_{\text{НОМ}}, \text{ А}$$

$$I_{\text{с.з.}} \geq 1,2 \cdot 95,3 = 114,63 \text{ А}$$

Приймається $I_{\text{с.з.}} = 115 \text{ А}, t_{\text{с.з.}} = 15 \text{ с.}$

Захист мінімальної напруги

$$U_{\text{с.з.}} \geq 0,5 \cdot U_{\text{НОМ}}, \text{ кВ}$$

$$U_{\text{с.з.}} \geq 0,5 \cdot 6 = 3 \text{ кВ}$$

Приймається $U_{\text{с.з.}} = 3 \text{ кВ}, t_{\text{с.з.}} = 0,2 \text{ с}$

Виконання розрахунку захисту при відсутності компенсації ємнісного струму замикання на землю

В умовах виконання кваліфікаційної роботи для визначення $I^{(c)}$ можна скористатися наближеною формулою, що застосовується для кабельної мережі.

$$3I_0 = \frac{U_{\text{НОМ}} \cdot I_{\text{К}}}{10}, \text{ А,}$$

де $U_{\text{НОМ}}$ - номінальна напруга мережі;

l_k - сумарна довжина кабелів.

Для ліній Л1: За формулою (7.4) отримуємо

$$3I_0 = \frac{6 \cdot 0,05}{10} = 0,03 \text{ А.}$$

Інші значення струмів занесені у таблицю 3.1

Таблиця 3.1 – Значення емнісного струму

Лінія	$U_{\text{ном}}$, кВ	l_k , км	I_0 , А
Л1	6	0,05	0,03
Л2	6	0,06	0,036
Л3	6	0,12	0,072
Л4	6	0,12	0,072
Л5	6	0,58	0,348
Л6	6	0,15	0,09
Л7	6	0,05	0,03
Л8	6	0,05	0,03
Л9	6	0,08	0,048

В цих умовах застосовують струмовий захист нульової послідовності (СЗНП) з використанням ТС нульової послідовності (ТНП) та мікропроцесорний пристрій УЗА-10А.2.

Струм спрацьовування визначають за формулою за

$$I_{\text{с.з.}} = \frac{3I_{0\text{сум}} - 3I_0}{K_{\text{ч}}}$$

Коефіцієнт чутливості визначають для кожного приєднання за формулою

$$I_{\text{с.з.}} = \frac{(0,03 + 0,036 + 0,072) - 0,03}{1,25} = 0,086 \text{ А,}$$

Інші значення коефіцієнтів заносимо у таблицю 3.2

Таблиця 3.2 – Значення струму спрацювання та коефіцієнтів чутливості

Лінія	$I_{с.з.}$	$K_{ч}$
Л1	0,086	1,25
Л2	0,081	1,25
Л3	0,052	1,25
Л4	0,11	1,25
Л5	0,56	1,25
Л6	0,28	1,25
Л7	0,33	1,25
Л8	0,33	1,25
Л9	0,31	1,25

Автоматичне повторне включення

Для скорочення перерви електропостачання на всіх вимикачах крім секційних використовується пристрій однократного АПВ. Для реалізації АПВ використовується вбудована функція мікропроцесорних терміналів захисту.

Час спрацювання пристрою однократного АПВ ліній з одностороннім живленням визначається так:

$$t_{АПВ} \geq t_{г.л.} + t_{зап} = 0,25 + 0,25 = 0,5 \text{ с}$$

Час автоматичного повернення однократного ПАПВ в стан готовності до нової дії після успішного включення в роботу приймається

$$t_{ПАПВ} = 0,5 \text{ с.}$$

Автоматичне включення резерву

Для забезпечення надійності електропостачання промислового підприємства на секційних вимикачах ГПП та РП використовується пристрій АВР. Для реалізації АВР використовується вбудовані функції мікропроцесорних терміналів захисту ввідних та секційних вимикачів.

Напруга спрацювання пускового органу напруги пристрою АВР визначається з умови його неспрацювання під час зниження напруги до рівня $U_{ост.к}$ у випадках короткого замикання за трансформаторами, які живляться

від збірних шин резервуючої секції або шин живильної підстанції. Крім того, значення напруги спрацювання має забезпечувати відсутність хибного пуску АВР під час самозапуску електродвигунів напругою понад 1 кВ, коли напруга може знижуватися до рівня $U_{\text{ост.сзп}}$.

$$U_{\text{с.АВР}} \leq \frac{U_{\text{ост.к}}}{K_{\text{отс}}}$$

Значення залишкової напруги на шинах при КЗ за трансформатором, що живиться від шин визначається за формулою

$$U_{\text{ост.к}} = \sqrt{3} x_{\text{т}} I_{\text{к}}^{(3)}$$

де $x_{\text{т}}$ – опір трансформатора.

$$x_{\text{т}} = \frac{u_{\text{к\%}} U_{\text{ном}}^2}{100 S_{\text{ном}}}$$

Для АВР на шинах ГПП

$$x_{\text{т}} = \frac{6}{100} \frac{6^2}{16} = 1,35 \text{ Ом.}$$

$$U_{\text{ост.к}} = \sqrt{3} \cdot 1,35 \cdot 1,6 = 3,743 \text{ кВ}$$

$$U_{\text{с.АВР}} \leq \frac{3,743}{1,1} = 3,4 \text{ кВ.}$$

Приймається $U_{\text{с.АВР}} = 3,4 \text{ кВ.}$

Для АВР на шинах РП

$$U_{\text{с.АВР}} \leq \frac{U_{\text{с.АВР(ГПП)}}}{K_{\text{отс}}} = \frac{3,4}{1,1} = 3,09 \text{ кВ.}$$

Приймається $U_{\text{с.АВР}} = 3,1 \text{ кВ.}$

Друга умова не перевіряється, через те що самозапуск двигунів не допускається.

Час спрацювання АВР вибирається за умовою відстройки від максимального часу спрацювання захистів ліній, що відходять від підстанції, або від резервуючої секції.

$$t_{c.ABP} \geq t_{c.z.max} + t_{АПВ} + t_{в.в} + t_{о.в} + \Delta t,$$

$$t_{c.ABP} \geq 0,4 + 0,8 + 0,08 + 0,06 + 0,5 = 1,84 \text{ с.}$$

Приймається $t_{c.ABP} = 1,9 \text{ с.}$

Час АВР на РП повинен бути меншим, ніж час АВР ГПП на ступінь селективності

$$t_{c.ABP} \geq t_{c.ГПП} + \Delta t = 1,9 + 0,5 = 2,4 \text{ с.}$$

4 КОМПЕНСАЦІЯ РЕАКТИВНОЇ ПОТУЖНОСТІ

4.1 Визначення реактивної потужності компенсувальних пристроїв споживачів електроенергії промислового заводу

Потужність компенсувальних пристроїв (КП) заводу визначається так:

$$Q_{\text{КП}} = Q_{\text{р.5}} - Q_{\text{е.5}}, \text{ квар}, \quad (4.1)$$

де $Q_{\text{р.5}}$ – розрахункова реактивна потужність підприємства на 5-му рівні електропостачання (береться з таблиці 1.3 з урахуванням коефіцієнта одночасності збігання максимумів навантаження), квар.

За формулою (5.1)

$$Q_{\text{КП}} = 4964,6 - 1638,2 = 3326,4 \text{ квар}.$$

Загальна встановлена потужність КП підприємства при наявності СД визначається як

$$Q_{\text{КП}} = Q_{\text{НКУ}} + Q_{\text{ВКУ}}, \text{ квар}, \quad (4.2)$$

де $Q_{\text{НКУ}}$ – реактивна потужність низьковольтних конденсаторних установок (НКУ) споживача з напругою конденсаторів до 1 кВ, квар;

$Q_{\text{ВКУ}}$ – реактивна потужність високовольтних конденсаторних установок (ВКУ) споживача з напругою конденсаторів понад 1 кВ, квар.

Основними елементами джерел реактивної потужності (ДРП) в СЕП промислового підприємства є комплектні конденсаторні установки (ККУ) виробництва ЗАТ «СІЛКОН-КВАР» (м. Київ). Основними конструктивними елементами даних конденсаторних установок (КУ) є використання косинусних конденсаторів. Їх основними перевагами є:

- високий коефіцієнт корисної дії (ККД) поівнюючи з іншими ДРП, а найголовніше присутність малих питомих втрат активної потужності;
- швидкий монтаж, елементарна конструкція та зручність експлуатації;
- відсутність рухомих частин;

- відсутність шуму під час роботи;
- відсутність необхідності безперервного нагляду та обслуговування;
- раціональні капітальні витрати з великою окупністю;
- великий діапазон вибору необхідної потужності;
- можливість встановлення в будь-якій точці СЕП.

Основними недоліками КУ є:

- присутність залишкового заряду;
- взаємозв'язок реактивної потужності з напругою мережі;
- наявність ступеневого регулювання реактивної потужності.

4.3 Визначення потужності конденсаторних установок з номінальною напругою конденсаторів 0,4 кВ

Максимальна реактивна потужність, яку доцільно передавати через трансформатор 6/0,4 кВ у мережу напругою до 1 кВ для забезпечення необхідного коефіцієнта його завантаження, визначається за формулою:

$$Q_T = \sqrt{(N_T \beta_T S_{\text{ном.т}})^2 - P_{\text{р.3}}^2}, \text{ квар}, \quad (4.3)$$

де N_T – кількість трансформаторів ТП, шт.;

$S_{\text{ном.т}}$ – повна номінальна потужність трансформатора цехової підстанції, кВА;

$P_{\text{р.3}}$ – розрахункова активна потужність навантаження на 3-му рівні електропостачання $P_{\text{р.ц}}$ (активна потужність цеху за таблицею 1.3), кВт.

Потужність низьковольтної конденсаторної установки (НКУ) з номінальною напругою до 1 кВ визначається за формулою:

$$Q_{\text{НКУ}} = Q_{\text{р.3}} - Q_T, \text{ квар}, \quad (4.4)$$

де $Q_{\text{р.3}}$ – розрахункова реактивна потужність на 3-му рівні електропостачання, що дорівнює реактивному навантаженню цеху за таблицею 1.3, квар.

Для застосування вибирається найближче стандартне значення потужності ККУ $Q_{\text{НКУ}}$, яке визначається за спеціальною технічною літературою, (табл. П.1 і П.2) [1]. Кількість ККУ для двотрансформаторної

цехової підстанції повинна бути парною, установки мають бути однакової потужності.

Для ремонтно-механічного цеху за формулами (3.3) і (3.4) відповідно:

$$Q_{T2} = \sqrt{(2 \cdot 0,8 \cdot 1000)^2 - 1248,9^2} = 1000,1 \text{ квар,}$$

$$Q_{HKY2} = 1595,5 - 1000,1 = 595,4 \text{ квар.}$$

За таблицею П.1 [1] вибираються дві конденсаторні установки УКРП-0,4-300-20У3 виробництва ЗАТ «СІЛКОН-КВАР» (м. Київ). Розшифровка позначення:

УКРП – установка конденсаторна з регулюванням потужності;

0,4 – номінальна напруга, кВ;

300 – сумарна реактивна потужність, квар;

20 – потужність однієї ступені квар;

У – кліматичне виконання для помірної зони клімату;

3 – для внутрішньої установки.

Низьковольтні ККУ приєднуються до розподільного пристрою НН КТП через комутаційні апарати - автоматичні вимикачі, які встановлюються в шафі низьковольтній лінійній (ШНЛ), в шафі низьковольтній ввідній (ШНВ), або в шафі низьковольтній секційній (ШНС) у випадку двотрансформаторного виконання КТП.

4.4 Визначення потужності конденсаторних установок з номінальною напругою конденсаторів 6,3 кВ

Потужність КУ номінальною напругою 6,3 кВ визначається за формулою

$$Q_{ВКУ} = Q_{КП} - \sum Q_{HKY.ct}, \text{квар,} \quad (4.5)$$

де $\sum Q_{HKY.ct}$ – сумарна потужність встановлених низьковольтних ККУ, квар.

За формулою (4.5)

$$Q_{\text{ВКУ}} = 3326,4 - (2 \cdot 160 + 2 \cdot 300 + 2 \cdot 25 + 2 \cdot 25 + 2 \cdot 50) = 2206,4 \text{ квар.}$$

З таблиці П.4 вибираються дві нерегульовані ККУ ТИПУ УКРВ-6/700 УЗ КСО-306 виробництва ТОВ «ВАЛОН-А» (м. Хмельницький).

Величина некомпенсованої реактивної потужності визначається як

$$Q_{\text{неск}} = Q_{\text{ВКУ}} - Q_{\text{ВКУ.ст}}, \text{ квар,} \quad (4.6)$$

де $Q_{\text{ВКУ.ст}}$ – сумарна потужність встановлених високовольтних ККУ, квар.

$$Q_{\text{неск}} = 2206,4 - 2 \cdot 1000 = 206,4 \text{ квар.}$$

Цю некомпенсовану реактивну потужність можливо компенсувати за рахунок збільшення потужності низьковольтних ККУ на одній із цехових ПС. Тому на КТП № 1 замість ККУ типу УКРП-0,4-160-20УЗ слід установити ККУ типу УКРП-0,4-240-20УЗ, а на КТП № 7 замість ККУ типу УКРП-0,4-50-10УЗ слід установити ККУ типу УКРП-0,4-70-10УЗ.

За формулою (4.6)

$$Q_{\text{неск}} = 2006,4 - 2 \cdot 1000 = 6,4 \text{ квар.}$$

5 НАКОПИЧУВАЧІ ЕНЕРГІЇ В СИСТЕМАХ ЕЛЕКТРОЗАБЕЗПЕЧЕННЯ

5.1 Системи накопичення енергії, опис, принцип дії

У сучасному світі питання автономного енергозабезпечення стає дедалі більш актуальним для багатьох людей. Кількість побутових приладів, які необхідно підтримувати в робочому стані навіть при тимчасових перебоях електропостачання, постійно зростає. Звичайні повербанки та безперебійники вже не завжди здатні задовольнити ці потреби. У таких випадках ідеальним рішенням стають системи накопичення енергії для житла, які можна встановлювати як у приватних будинках, так і в квартирах.

Системи накопичення енергії (СНЕ) – це комплексні технології, що дозволяють зберігати електроенергію та використовувати її автономно у значних обсягах, достатніх для повного забезпечення живленням усіх пристроїв у будинку.



Такі системи складаються з кількох ключових компонентів:

Джерело живлення, яке може бути представлене стандартною централізованою мережею або альтернативними джерелами, такими як сонячні панелі, вітрогенератори тощо.

Акумуляторні батареї, від сумарної ємності яких залежить тривалість автономної роботи та кількість приладів, які система може забезпечити електрикою.

Інвертор – пристрій, що перетворює змінний струм у постійний і навпаки. Він необхідний для заряджання акумуляторів від мережі, а також для забезпечення живлення побутових приладів від акумуляторів, які виробляють постійний струм.

Інвертори є складними та багатофункціональними елементами системи накопичення енергії. Вони контролюють роботу акумуляторів, оптимізують навантаження у випадку перепадів напруги в централізованій мережі, а також автоматично перемикають живлення між центральною мережею та акумуляторами залежно від ситуації [1-6 с.,7].



5.2 Переваги та недоліки даної системи

Системи зберігання енергії мають великий діапазон переваг, які роблять значний вплив як на певних користувачів, так і на використання в великих на електроенергетичних мережах, в залежності починаючи від

фінансових заощаджень до екологічних переваг. Тому наведемо основні переваги використання систем накопичення.

По перше системи накопичення енергії акумулюють її, а потім можуть віддавати її споживачам, наприклад сонячна та вітряна енергії. Проте відновлювана енергія є не сталим механізмом, оскільки не завжди можна отримати генерацію електроенергії, коли генерація є підвищеною, система здатна зберігати надлишок енергії для подальшого використання. Це покращує надійність енергосистеми, дозволяючи нам використовувати електроенергію, коли погодні умови не дозволяють проводити генерацію.

Системи зберігання енергії допомагають також заощаджувати гроші різними способами. Зберігаючи енергію в години непікових навантажень коли плата за споживання електроенергії є невеликою та використовуючи її під час пікового навантаження коли електроенергія достатня в ціні, що в свою чергу дозволяє зменшити оплату за електроенергію. Дана особливість, відома як переміщення навантаження, дозволяє в свою чергу зменшити споживання енергії з мережі, заощаджуючи значний капітал на рахунках за комунальні послуги побутовим і промисловим споживачам.

Окрім цього, ціни на акумуляторні системи продовжують знижуватися у ціні, що робить системи накопичення енергії економічно доступнішими для ширшого кола користувачів. З урахуванням цих тенденцій встановлення сонячної електростанції у поєднанні з накопичувальною системою стає вигідним та перспективним рішенням, яке з часом здатне принести суттєві економічні дивіденди.



Аналіз галузевих звітів свідчить, що витрати на системи зберігання енергії стабільно зменшуються. Прогнозується, що дедалі більша частка власників приватних домогосподарств та промислових підприємств інтегруватимуть сонячні системи з батареями, щоб знижувати залежність від централізованої електромережі та оптимізувати витрати на електроенергію.

Системи накопичення енергії відіграють ключову роль у забезпеченні стабільної роботи електромережі. Вони дозволяють акумулювати надлишок виробленої енергії та використовувати його в періоди пікового навантаження, що зменшує ризик відключень та скорочує потребу у запуску електростанцій на викопному паливі. Це особливо актуально в умовах надзвичайних ситуацій або екстремальних погодних явищ, коли традиційні джерела живлення можуть виходити з ладу [1-5, с. 8].

У регіонах із недостатньо надійною електромережею, таких як окремі частини Каліфорнії, системи накопичення енергії вже стали важливим інструментом запобігання масовим відключенням. Масштабовані акумуляторні комплекси здатні подавати енергію у мережу в години пікового навантаження або під час аварійних ситуацій, підтримуючи стабільність системи та забезпечуючи безперебійне електропостачання домогосподарств і підприємств.



Одним із головних бар'єрів для широкого впровадження накопичувальних систем є значні первинні капіталовкладення. Незважаючи на те, що вартість акумуляторних технологій суттєво знизилася за останні роки, встановлення систем зберігання енергії для житлового, комерційного чи комунального секторів усе ще потребує значних інвестицій.

Для власників приватних будинків інтеграція акумуляторної системи з домашньою сонячною електростанцією може коштувати від кількох тисяч до понад 10 000 доларів – залежно від потужності та характеристик обладнання.

Втім, із подальшим здешевленням літій-іонних батарей та розвитком альтернативних технологій накопичення такі системи стають дедалі доступнішими. Наприклад, у Німеччині вартість домашніх накопичувачів знизилася приблизно на 60 % за шість років, демонструючи стрімке зростання цього сегмента ринку.



Попри зменшення вартості обладнання, питання довговічності акумуляторів залишається актуальним. Середній термін експлуатації батарей становить 5–15 років, після чого їхня ємність починає поступово знижуватися. Це означає, що через певний час система може потребувати часткової заміни або технічного обслуговування, що збільшує загальні витрати протягом усього життєвого циклу.

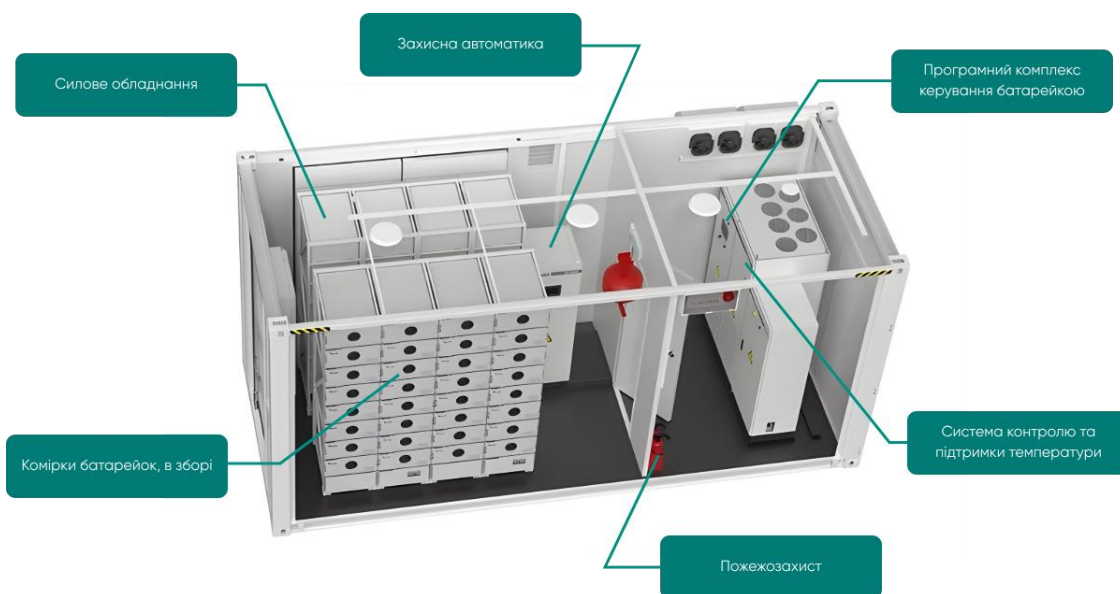
Деякі інші типи акумуляторів, як проточні батареї, мають довший ресурс роботи. Водночас вони мають інші недоліки, пов'язані з вартістю та ефективністю.

Але несправності акумуляторів трапляються вкрай рідко, вони в більшості випадків виникають в разі неправильної інсталяції чи обслуговування. Наприклад, літій-іонні батареї можуть перегріватися за певних умов, створюючи потенційну небезпеку при ігноруванні необхідних протоколів безпеки.

Ще одним важливим питанням є утилізація відпрацьованих батарей, яка має значний вплив на довкілля. Зі зростанням популярності систем накопичення питань переробки таких батарей стане дедалі актуальнішим.

Наприклад, проточні батареї легше піддаються утилізації, тоді як літій-іонні потребують складних і безпечних методів переробки.

Більшість систем накопичення для домашнього використання мають невелику ємність, якої в більшості випадках вистачає лише для забезпечення енергією будинку на декілька годин. В свою чергу, показує потребу в масштабних системах накопичення енергії для забезпечення резервного живлення цілих спільнот або великих підприємств під час довготривалих відключень електроенергії. Але використання систем з більшою потужністю для такого використання є дорожчими та складнішими в монтажі та експлуатації.



ВИСНОВКИ

Була розроблена система внутрішньозаводського електропостачання напругою 6 кВ цементного заводу, здатна забезпечувати споживачів електроенергією необхідної якості та кількості при заданому рівні надійності.

Проведені розрахунки дали змогу визначити оптимальні схемні та технічні рішення: у нормальному режимі система працює економічно, а у форсованому режимі забезпечує потрібний рівень надійності завдяки перевантажувальній спроможності елементів СЕП, а в аварійному режимі пошкоджені ділянки швидко та вибірково вимикаються.

У результаті роботи визначене розрахункове електричне навантаження підприємства, яке становить $S_{p.n} = 27929,4$ кВА. Обрано трансформатори головної понижувальної дії типу ТРДН-25000/110 та трансформатори цехових ТП відповідних номінальних потужностей, а також розроблено схему і конструктивне виконання розподільної мережі 6 кВ. Схему побудовану так, щоб мінімізувати втрати електроенергії та забезпечити безпечну експлуатацію обладнання заводу, зокрема розміщенню ГПП і цехових ТП поблизу центру електричних навантажень. Для забезпечення нормативного коефіцієнта потужності встановлено комплектуючі пристрої: а ГПП дві нерегульовані ККУ типу УКРВ-6/700 УЗ, для ремонтно-механічного цеху - дві ККУ типу УКРП-0,4-300-20УЗ. Відповідно до економічної густини струму підібрано кабелі: від шин ГПП до шин РП застосовано кабель ААШв-6(3x185), від шин РП до трансформатора ТП № 1 – кабель ААШв-6(3x70), а від ТП № 1 до ТП № 2 кабель марки ААШв-6(3x50). Розраховано струми трифазного короткого замикання для максимального режиму на шинах ГПП і на шинах РП. Розподільні пристрої НН ГПП та РП виконані на базі комірок КРП. За результатами розрахунків для комірок № 5 і № 6 РП обрано високовольтні вакуумні вимикачі ВВ/ТЕЛ-6-12,5/630-У2. У кабельному відсіку КРП встановлено трансформатор ТОЛ-СЭЩ-6-11-0,5S/10P-10/15-150/5-У2, а як трансформатор напруги обрано ТЗЛМ-І.

Цехова ТП № 2 живиться за подвійною магістральною схемою, тому КТП має ШВВ типу ШВВ-5. У шафі типу ШВВ-5 вибираються високовольтний вимикач навантаження ВНРп-6/400-10 з п УЗ та високовольтний запобіжник типу ПКТ-104-6-160-20У3.

СПИСОК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ ТА ПОСИЛАНЬ

1 Конспект до вивчення дисципліни «Будівельні матеріали» (для студентів рівня підготовки «Бакалавр» напрямів підготовки 6.0620101 - «Будівництво» -«Теплогазопостачання та вентиляція» , - «Водні ресурси» і «Очистка води та водовідведення») Авт. Лапшин О.С., Шаповал С.В.- Харків: ХНАМГ, 2007 –95 с.

2 Рудницький В. Г. Внутрішньозаводське електропостачання. Курсове проектування: Навчальний посібник. – Суми: ВТД «Університетська книга», 2013. – 286 с.

3 Рудницький В. Г. Внутрішньоцехове електропостачання. Курсове проектування: Суми : ВТД "Унів. кн.", 2007. 280 с.

4 Вибір схем розподільних установок електричних підстанцій. Методичні вказівки до виконання курсового проєкту та самостійної роботи з дисципліни «Електрична частина станцій та підстанцій» здобувачам першого рівня вищої освіти за спеціальністю 141 «Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка». / Укл.: Буйний Р.О., Діхтярук І.В., Приступа А.Л. – Чернігів: НУ «Чернігівська політехніка», 2024. - 49 с.

5 Електрична частина станцій та підстанцій: курс лекцій [Електронний ресурс]: навчальний посібник для студ. спеціальності 141 «Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка»/уклад.: О.В. Остапчук, П.Л. Денисюк, Ю.П. Матеєнко/КПІ ім. Ігоря Сікорського, –Київ: КПІ ім Ігоря Сікорського, 2022. – 183 с.

6 Електричні мережі та системи: Конспект лекцій [Електронний ресурс]: навч. посіб. для студ. спеціальності 141«Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка», спеціалізації «Інжиніринг інтелектуальних електротехнічних та мехатронних комплексів» / КПІ ім. Ігоря Сікорського ;уклад.: С. П. Шевчук, О. В. Мейта. – Київ : КПІ ім. Ігоря Сікорського, 2022.– 167 с.

7 Системи накопичення енергії (ESS). *Ecotech.ua*.

URL: <https://www.ecotech.ua/systemy-nakopychennya-energiyi-ess/> (дата звернення: 11.12.2025).

8 Повний посібник із систем зберігання енергії: переваги, недоліки та майбутні тенденції. Літій-іонні акумуляторні ДБЖ для серверних та комп'ютерних кімнат | ACE Battery. URL: <https://ua.acebattery.com/blogs/the-complete-guide-to-energy-storage-systems-advantages-disadvantages-and-future-trends> (дата звернення: 11.12.2025).