

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

« ___ » _____ грудня _____ 2025 р.

«До захисту допущено»
Завідувач кафедри
_____ **Сергій БАЛЮТА** _____
(підпис) (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 машинобудівного заводу.
Станції зарядки електромобілів як споживачі електричної енергії.»**

Виконав: здобувач 2 курсу, групи ЕЛ-2-6М
Яцук Ян Вітольдович

(прізвище, ім'я, по батькові повністю)

_____ (підпис)

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 **Сергій Давиденко**

(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

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

Яцуку Яну Вітольдовичу

(прізвище, ім'я, по батькові)

1. Тема роботи «Розробка системи електропостачання машинобудівного заводу. Станції зарядки електромобілів як споживачі електричної енергії.»

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

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

затверджені 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 окремого цеху, релейний захист АД, охорона праці, розгляд спецпитання

5. Перелік графічного матеріалу

Презентація до пояснювальної записки – 6 креслень

1. Генеральний план заводу з нанесеними картограмою навантажень, мережами 35, 10, 0,4 кВ, високовольтним обладнанням, цеховими ТП, 2. Схема мережі живлення ГПП, 3. Схема електричної мережі заводу 4. Схема силової мережі РМЦ 5. Схема освітлення РМЦ 6. Схема релейного захисту АД.

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.	
	Характеристика підприємства	18 - 19.09.2025 р.	
	Розрахунок електричних навантажень	19 - 23.09.2025 р.	
	Вибір напруги живлення	24 - 30.09.2025 р.	
	Вибір трансформаторів	1 - 6.10.2025 р.	
	Розрахунок ліній електропередачі	7 - 10.10.2025 р.	
	Розрахунок струмів КЗ	13 - 17.10.2025 р.	
	Вибір високовольтної апаратури	20 - 24.10.2025 р.	
	Розрахунок цеху	27.10.2025 р. – 7.11.2025 р.	
	Якість електричної енергії	10 - 14.11.2025 р.	
	Релейний захист АД	17 - 21.11.2025 р.	
	Охорона праці	1 - 2.12.2025 р.	
	Розгляд спецпитання	24 - 28.11.2025 р.	
	Оформлення пояснювальної записки	2 - 5.12.2025 р.	
	Оформлення графічної частини роботи	5 - 10.12.2025р.	
	Подання готової роботи для перевірки на плагіат	10.12.2025 р.	

Здобувач

_____ (підпис)

Яцук Я. В.

_____ (прізвище та ініціали)

Керівник роботи

_____ (підпис)

Копилова Л. О.

_____ (прізвище та ініціали)

Анотація

Яцук Ян Вітольдович.

Дипломний проект на тему:

«Розробка системи електропостачання машинобудівного заводу.»

З розділом спеціпитання на тему:

«Станції зарядки електромобілів як споживачі електричної енергії.»

Національний Університет Харчових Технологій, Київ-2025 141.

«Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка»

Супровідне пояснення містить вступ, 13 розділів, висновки та список використаної літератури. Обсяг проекту – 123 сторінки.

Опис містить графічну частину з 6 креслень: генплан заводу з нанесеними картограмою навантажень, мережами 35 та 10 кВ, обладнанням 10 кВ, схема електропостачання заводу, схема живлення ГПП, схема освітлювальної мережі окремого цеху, схема силової мережі окремого цеху, схема релейного захисту АД. Проект враховує особливості підприємства та дає опис технологічного процесу.

Розраховано електричні навантаження та розроблено картограму навантажень.

Розраховано трансформатори головної понижувальної підстанції, а також кількість і потужність цехових підстанцій.

Виконано розрахунки робочого струму та підібрано відповідні струмоведучі елементи та апаратуру.

Розраховано параметри короткого замикання для системи електропостачання заводу.

Розраховано кількість і тип пристроїв компенсації реактивної потужності.

У розділі безпеки праці враховуються можливі аварійні ситуації та захист засобів безпеки та обслуговуючого персоналу.

Ключові слова: схема електропостачання, коротке замикання, силова мережа, освітлювальна мережа, зарядні станції електромобілів.

Abstract

Yatsuk Yan Vitoldovych

Diploma project on the topic:

"Development of the power supply system of a machine-building plant.»

With a separate special inquiry chapter on the topic:

«EV charging stations as consumers of electrical energy."

National University of Food Technologies, Kyiv-2025 141.

"Electric power engineering, electrical engineering and electromechanics"

The accompanying explanation contains an introduction, 13 chapters, conclusions and a list of references. The volume of the project is 123 pages.

The description contains a graphic part of 6 drawings: layout of the plant with added load map and high voltage lines and equipment, scheme of the plant's power supply to the main step-down transformer substation, scheme of the plant's power network, scheme of the lighting network of a single workshop, scheme of the main power network 0.4 kV of a single workshop, relay protection of an asynchronous motor/ The project takes into account the specifics and provides a description of the technological process.

Electrical loads were calculated and a load map was developed.

The transformers of the main step-down substation, as well as the number and capacity of the workshop transformers, were calculated.

Calculations of the operating currents have been made and appropriate cables and power equipment have been selected.

The short-circuit current for the plant's power supply system is calculated.

The occupational safety section takes into account possible emergency situations and protection of safety equipment and service personnel.

Key words: power supply scheme, short-circuit current, main power network, lighting power network, EV charging stations

ЗМІСТ

Вступ.....	2
Характеристика підприємства.....	4
Розрахунок електричних навантажень підприємства, побудова картограми навантажень.....	7
Вибір напруги мережі живлення підприємства.....	19
Вибір трансформаторів.....	21
Розрахунок ліній електропередачі.....	30
Розрахунок струмів КЗ.....	39
Вибір високовольтної апаратури.....	47
Розрахунок цеху.....	55
Якість електричної енергії.....	71
Релейний захист АД.....	74
Охорона праці.....	81
Розгляд спецпитання.....	94
Література та посилання.....	112
Додаток.....	114

Вступ

Машинобудування – комплексна галузь промисловості, основне завдання якої – проектування, виробництво та експлуатація машин та інструментів для інших типів промисловості.

Для звичайної людини термін машина дуже часто розуміється як автомобіль, що не є помилковим уявленням, але при цьому не повністю розкриває сенс даного терміну. Машина – це будь-який прилад, який використовує енергію для виконання корисної роботи. У цьому сенсі все, від ручного важеля до електричної печі – різновиди машини. На сьогоднішній день будь-яка промисловість, незалежно від її розмірів та всі типи виробничої діяльності так чи інакше мають у своєму технічному процесі машини різного призначення. Їх використання дало змогу людству змінювати довкілля під власні потреби та полегшує всі повсякденні справи.

Структура розподілу продуктів машинобудівної промисловості окремої країни залежить від її потреб та торговельних відносин на глобальному ринку. В залежності від розвиненості домашнього виробництва країна може задовольнити власні потреби одного сектору, експортувати до іншої надмірний продукт або імпортувати те, що не виробляється або не покривається власним виробництвом.

Українське машинобудування до 2022 залишалося великою часткою промисловості, але загальний стан описується як тривала стагнація. Внесок даної галузі в промислове виробництво знизився до 6% порівняно з 14% у 2002 році. Основними чинниками називають зношені та застарілі технології, втрати спеціалізованих кадрів, зниження інвестицій до даної галузі та викликану цим низьку конкурентну здатність продукту.

Найбільшими підгалуззями виділено:

- Транспортне машинобудування, особливо залізничний транспорт. Порівняно з даними 2012 року розміри виробництва становлять лише 40%.

- Сільськогосподарське машинобудування. Дана підгалузь має стабільні показники але низький рівень росту і більше 2/3 ринку – імпорт.
- Електротехнічне машинобудування. Струмоведучі частини та силові установки різних типів. Рівень росту не великий, але деякі підприємства змогли вийти на зарубіжні ринки, в основному ЄС.
- Виробництво верстатів та інструменту. Це була велика підгалузь, але висока якість та нові технології ринків конкурентів призвели до катастрофічного спаду. Менше 10% власного ринку задовольняються власним виробництвом.

Відновлення галузі машинобудування будь-якого типу – це довготривалий проєкт з великими початковими інвестиціями, дохід якого сильно залежить від розвитку відповідних галузей країн конкурентів. Це створює цикл занепаду: краще зарубіжне обладнання займає більшу частку домашнього ринку; домашній ринок втрачає дохід; менший дохід призводить до сповільнення інновацій; низький рівень інновацій призводить до зниження конкурентноспроможності домашнього виробництва.

Для якісного використання інвестицій потрібно сфокусуватися на окремих галузях домашнього виробництва. Особливо на вже розвинених галузях або галузях з великою часткою на ринку. Спеціалізія на окремих типах машинобудування дозволить підвищити об'єм інвестицій на окремі машини, що зробить їх конкурентноспроможними. Це дасть доступ до великого домашнього ринку, доходи від якого можна використати для подальшого покращення окремих машин або для розвитку інших секторів машинобудування.

Хоча для машинобудівного підприємства втрата електроенергії під час техпроцесу не має важких миттєвих наслідків, зупинка одного цеху, в залежності від кінцевого продукту, може призвести до зупинки інших цехів поки вони очікують проміжну сировину та деталі. Це означає що всі окремі

виробничі та допоміжні цехи повинні мати підвищену надійність електропостачання для уникнення втрат часу та простою.

Також через великі потужності електричного обладнання ціна електроенергії становить немалу частку кінцевої вартості продукту, тому окрім нових технологій варто знаходити та створювати можливість отримання дешевшої електроенергії для живлення таких підприємств.

Характеристика підприємства. Склад виробництва.

Проектуємий машинобудівний завод не має виділеної спеціалізації щодо виробляемого продукту та виконуваних послуг тому його охарактеризовано:

- Асортимент продукції: деталі та запчастини різних розмірів, загальнопромислове механічне обладнання (насоси, компресори, редуктори, вентилятори), верстати для різних матеріалів, металоконструкції різних розмірів, майстерневий інструмент, нестандартні машини;
- Декілька виробничих будівель різного призначення.

Забезпечення сировиною та паливно-енергетичним ресурсом:

- Сировина – метали та металеві сплави, деталі та частини різних розмірів та комплексності;
- Паливо – на заводі не передбачено використання великопотужних паливних елементів;
- Електроенергія – повністю від зовнішньої енергосистеми;
- Тепло – від зовнішньої тепломережі;
- Вода: питне водопостачання окремими доставками; промводопостачання від зовнішніх водогінних мереж;
- Каналізація: виробничі та господарські стічні води очищуються на полях фільтрації, природна біологічна очистка.

Особливості енергосистеми

Основні споживачі електроенергії – електродвигуни 0,4 кВ різних потужностей верстатного обладнання.

У будівлі компресорної наявні високовольні (10 кВ) асинхронні двигуни від 200 до 400 кВт. Використовуються у приводах компресорних установок.

Окремі високочастотні споживачі та споживачі постійного струму відсутні.

Напруги освітлення – 0,4 кВ.

Як зазначено у розділі «Вступ», усі цехи повинні мати підвищену надійність електропостачання. При цьому критично важливих споживачів, відключення яких недопустимо, не має. 100% споживачів відносяться до категорії II.

Ділянки основного виробництва

Основне виробництво складається з декількох цехів:

- 1) Головний корпус – загальне не спеціалізоване оброблення компонентів, збір великих машин;
- 2) Інструментальні цехи – виготовлення інструменту різних типів та складності;
- 3) Ковальський цех – гаряче та холодне пластичне формування металевих конструкцій, деталей та заготовок;
- 4) Термічний цех – термічна та термомеханічна обробка сировини та деталей.

Дані приміщення, в залежності від техпроцесу та продукту можуть мати наступні особливості:

- Електропровідний пил;
- Горючий пил (при роботі з магнієм, алюмінієм, титановими сплавами);

- Висока вологість (для приміщень де верстати використовують рідинне охолодження, та приміщення омивання деталей);
- Випари мастил та інші аерозолі;
- Коррозійні атмосфери (для цехів з хімічною обробкою деталей та сировини);
- Вібрації (для різних верстатів, потужних двигунів, особливо наявне у ковальському цеху).

В залежності від наявних небезпек слід правильно вибрати способи виконання, прокладання, допустимі характеристики обладнання, проводити необхідні інструктажі робочому персоналу і встановлювати вимоги щодо інтервалів ремонту та огляду обладнання.

Для даного об'єкту слід використовувати захищене та закрите електрообладнання для уникнення пошкоджень від провідного пилу, вібрацій та надмірної вологи.

Допоміжні та обслуговуючі відділення

- 1) Насосна станція – призначення для забезпечення технічного та господарського водопостачання;
- 2) Компресорна - призначена технологічних процесів стисненим повітрям.
- 3) ЦЗЛ – для проведення контролю якості виробництва, технічних процесів, продукту та проведення досліджень;
- 4) Заводоуправління – організація, планування, керування та контроль діяльності заводу. Адміністративна діяльність заводу.
- 5) Прохідна – контроль доступу на територію підприємства, облік та перевірка безпеки.
- 6) Їдальня – створення комфортних та безпечних умов для відпочинку та харчування персоналу на території заводу.

Допоміжні виробництва

На території підприємства передбачені механічні майстерні для ремонту обладнання підприємства, підсобних та обслуговуючих ділянок.

Підприємство обладнане складами різного призначення для використовуваної сировини, вторинних та кінцевих кінцевих продуктів.

2. Розрахунок електричних навантажень підприємства

Першим етапом проектування є визначення електричних навантажень. Їх величини – це вихідні дані, на яких базується вирішення комплексу технічних та економічних питань, які виникають при проектуванні систем електропостачання. За цими даними визначаються та вибираються елементи системи електропостачання та розраховуються втрати потужності. Правильність оцінки прямо впливає на капітальні витрати побудови та обслуговування СЕП, надійність її роботи, можливість та частоту поломок, загальний термін експлуатації СЕП та терміни експлуатації окремих елементів СЕП.

У випадку помилкового заниження розрахункової потужності на етапі проектування, після введення СЕП у експлуатацію, надмірні струми призведуть до нагріву усіх елементів СЕП, пришвидшать процеси старіння ізоляції, або можуть навіть призвести до її пробію і короткого замикання. Загальний термін служби СЕП та її елементів буде знижено та аварійні виходи з ладу будуть виникати частіше.

Натомість при помилковому завищенні розрахункової потужності, ми отримаємо завищенні витрати на побудову та обслуговування, і хоча надійність системи зросте її повний потенціал наврядчи буде реалізований через просте старіння обладнання, навіть якщо воно використовується в номінальних межах.

Оскільки потужності електроприймачів підприємства відомі, найкращим варіантом у плані точності розрахунків буде метод коефіцієнту максимуму [1].

Для даного методу усі наявні електроприймачі за винятком тих, які працюють у короткочасному режимі та резервних поділяються на дві групи:

- 1) споживачі, які працюють за постійним графіком навантаження;
- 2) споживачі, що працюють за змінним графіком навантаження.

Через незначний час роботи приймачів короткочасного та резервного режимів роботи, їх дані при розрахунках не використовуються.

Для вказаних груп споживачів подальші розрахунки проводяться окремо. Порядок розрахунку розрахункової потужності для зазначених підгруп споживачів наведено нижче.

2.1. Визначення розрахункової потужності групи споживачів, із постійним графіком навантаження [1]

Сума номінальних активних потужностей групи споживачів:

$$P_{ном\Sigma}^- = \Sigma P_{номi}^- ,$$

де $P_{ном}$ – номінальна потужність і-го споживача групи.

Середня активна та реактивна потужність групи за максимально завантаженою зміну:

$$P_{см}^- = \Sigma (P_{ном}^- \cdot \kappa_{\phi i}^-);$$

$$Q_{см}^- = P_{см}^- \cdot \text{tg} \varphi_{ном},$$

де k_{vi} – коефіцієнт використання і-го споживача.

Розрахункові потужності групи:

$$P_p^- = P_{cm}^-$$

$$Q_p^- = Q_{cm}^-.$$

2.2 Визначення розрахункової потужності групи із змінним графіком навантаження [1]

Сумарна номінальна активна потужність групи:

$$P_{ном}^{\sim} = \sum P_{номі}^{\sim};$$

де $P_{номі}^{\sim}$ - номінальна потужність і-того споживача групи.

Середня активна та реактивна потужності групи за максимально завантаженою зміну:

$$P_{cm}^{\sim} = \sum (P_{номі}^{\sim} \cdot K_{vi});$$

$$Q_{cm}^{\sim} = P_{cm}^{\sim} \cdot \operatorname{tg} \varphi_{ном}.$$

Коефіцієнт використання групи:

$$K_B^{гр} = \frac{P_{cm}^{\sim}}{P_{cm}^{\sim}}.$$

Розрахунковий коефіцієнт m :

$$m = \frac{P_{\text{ном.мах}}^{\approx}}{P_{\text{ном.мін}}^{\approx}}.$$

Ефективна кількість споживачів групи :

$$n = \frac{2 \cdot \sum P_{\text{номі}}^{\approx}}{P_{\text{ном.мах}}^{\approx}}.$$

Якщо $m > 3$ і $K_B^{\text{ГР}} > 0,3$, то коефіцієнт максимуму визначається за функцією $K_M = f(n_e; K_B^{\text{ГР}})$.

Розрахункова активна реактивна потужність:

$$P_p^{\sim} = K_M \cdot P_{\text{см}}^{\sim};$$

якщо $n_e > 10$, то

$$Q_p^{\sim} = Q_{\text{см}}^{\sim};$$

якщо $n_e \leq 10$, то

$$Q_p^{\sim} = 1,1 \cdot Q_{\text{см}}^{\sim}.$$

Для визначення розрахункової потужності цеху необхідно поррахувати потужність освітлювальних установок даного цеху .

2.3. Визначення розрахункової потужності освітлювальних установок [1]

Потужність освітлювальних установок розраховується за питомою потужністю :

$$P_{po} = p_o \cdot S ,$$

де P_o - питома потужність освітлювальних установок ; S - площа цеха.

2.4. Розрахункова потужність та струм цеху [1]

Розрахункова потужність цеха

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

$$I_p = S_p / (\sqrt{3} \cdot 0,38)$$

Розглянемо визначення розрахункової потужності групи споживачів на прикладі ремонтно-механічного цеху.

2.5. Визначення розрахункової потужності ремонтно-механічного цеху

Початковими даними для розрахунку є:

1) кількість електроприймачів цеху:

$$n = 36$$

2) сумарна номінальна потужність усіх приймачів електроенергії

$$P_{\Sigma ном} = \sum P_{ном} = 883 \text{ кВт};$$

3) максимальна та мінімальна потужності з поміж усіх приймачів цеху:

$$P_{ном. max} = 70 \text{ кВт},$$

$$P_{\text{ном.мін}} = 15 \text{ кВт};$$

4) для даного цеху, приймаємо груповий коефіцієнт використання та коефіцієнт потужності відповідно:

$$K_B = 0.3;$$

$$\cos \varphi = 0.75.$$

Приймаємо, що усі приймачі ремонтно-механічного цеху працюють зі змінним графіком навантаження.

Середня активна та реактивна потужності групи за максимально завантаженою зміну:

$$P_{\text{см}} \sim = K_B \cdot P_{\Sigma \text{ном}} \sim;$$

$$P_{\text{см}} \sim = 0.3 \cdot 883 = 264.9 \text{ кВт};$$

$$Q_{\text{см}} \sim = P_{\text{см}} \sim \cdot \text{tg} \varphi;$$

$$Q_{\text{см}} \sim = 264.9 \cdot 0.88 = 233.112 \text{ квар.}$$

Розрахунковий коефіцієнт m :

$$m = \frac{P_{\text{ном. макс}}}{P_{\text{ном. мін}}}$$

$$m = \frac{70}{15} = 4.66667.$$

Ефективна кількість споживачів

$$n_B = \frac{2 * P_{\Sigma \text{ном}}}{P_{\text{ном. макс}}}$$

$$n_B = \frac{2 * 883}{70} = 25.2 = 26.$$

Оскільки $m = 4,667 > 3$ і $k_B = 0,3 > 0,2$, то визначимо коефіцієнт максимуму як функцію $k_M = f(n_e; k_B)$:

$$k_M = 1.1.$$

Активна та реактивна розрахункові потужності:

$$P_{p\sim} = k_M \cdot P_{см\sim};$$

$$P_{p\sim} = 1.1 \cdot 264.9 = 291.39 \text{ кВт};$$

оскільки $n_e = 25,2 > 10$, приймаємо

$$Q_{p\sim} = Q_{см\sim} = 233.112 \text{ квар.}$$

Усі розрахунки ремонтно-механічного цеху наведені у додатку у таблиці 1.

Розрахунки для інших цехів проводяться аналогічно і наведені у додатку у таблиці 2.

2.6 Визначення розрахункової потужності споживачів з постійним графіком навантаження [1]

Споживачі високої напруги вважаються споживачами із постійним графіком навантаження.

Розрахунки проводимо згідно алгоритму, який наведено у [1] на прикладі ремонтно-механічного цеху. Приймаємо вихідні дані для високовольтного обладнання компресорної:

коефіцієнт використання $k_b = 0,8$;

коефіцієнт потужності $\cos \varphi = 0,77$.

Сумарна номінальна активна потужність групи:

$$P_{\Sigma \text{ном}} = 1620 \text{ кВт.}$$

Середня активна та реактивна потужність групи за максимально завантаженою зміну :

$$P_{\text{см}} = P_{\Sigma \text{ном}} \cdot K_b;$$

$$P_{\text{см}} = 1620 \cdot 0.8 = 1296 \text{ кВт};$$

$$Q_{\text{см}} = P_{\text{см}} \cdot \text{tg} \varphi;$$

$$Q_{\text{см}} = 1296 \cdot 0.829 = 1075.68 \text{ квар.}$$

Розрахункова активна і реактивна потужності групи:

$$P_{\text{рв. с.}} = P_{\text{см}} = 1296 \text{ кВт};$$

$$Q_{\text{рв. с.}} = Q_{\text{см}} = 1075.68 \text{ квар.}$$

Розрахунки наведені у додатку у таблиці 4.

2.7 Визначення розрахункової потужності освітлювальних установок

Згідно генплану площа ремонтно-механічного цеху складає: $S = 4500 \text{ м}^2$.

Активну розрахункову потужність освітлювальних установок за методом питомої потужності [1] :

$$P_{po} = p_o * S * K_v;$$

$$P_{po} = 0.004 * 4500 * 0.85 = 15.3 \text{ кВт.}$$

Сучасні освітлювальні установки використовують переважно світлодіодні лампи для зменшення втрат енергії та зменшення небезпек відносно їх обслуговування та роботи. Дані лампи працюють з коефіцієнтом потужності $\cos\varphi \geq 0,9$. Реактивна складова розрахункової потужності ремонтно-механічного цеху дорівнює:

$$Q_{po} = P_{po} \cdot \operatorname{tg}\varphi;$$

$$Q_{po} = 15.3 \cdot 0.484 = 7.4 \text{ квар.}$$

Для інших цехів і відділень, розрахункову потужність освітлювальних установок визначаємо аналогічно. Результати розрахунків наведені в додатку в таблиці 3.

Розрахункові активна та реактивна потужності споживачів 0,4 кВ враховуючи освітлювальні установки складає :

$$P_{p0,4} = P_{p\sim} + P_{po};$$

$$P_{p0,4} = 291.39 + 15.3 = 306.69 \text{ кВт};$$

$$Q_{p0,4} = Q_{p\sim} + Q_{po};$$

$$Q_{p0,4} = 233.112 + 7.4 = 240.5 \text{ квар.}$$

Розрахункова потужність підприємства

$$S_p = \sqrt{P_p^2 + Q_p^2}$$

$$S_p = \sqrt{12637^2 + 7222.5^2} = 12663.19 \text{ кВ} \cdot \text{А.}$$

Розрахунки детально наведено у додатку в таблиці 4.

2.8 Побудова картограми навантажень підприємства

Картограма навантажень будується для генплану заводу і являє собою розміщені по генплану круги, площі яких, в масштабі $m \cdot p \cdot r^2$, дорівнюють навантаженню цехів підприємства. Для кожного цеху створено свій круг, центр якого відповідає центру електричних навантажень даного цеху [1].

У даному випадку для спрощення процесу побудови картограми приймається, що навантаження рівномірно розподілене по всій площі цеху.

Використовуючи картограму можна спланувати розташування ГПП та цехових підстанцій ближче до центрів навантажень, що дозволяє наблизити напругу до центрів споживання електроенергії та значно скоротити протяжність високо- та низьковольтної мереж напруги, що зменшить витрати на провідникові матеріали та електричні втрати напруги у розподільчій мережі.

Картограма навантажень дозволяє також безпосередньо показати розподілення електричних навантажень на території підприємства.

Картограма навантажень буде побудована лише для споживачів активної потужності за таким алгоритмом:

- 1) будується базовий круг для найбільш завантаженого цеху таким чином щоб коло, утворене кругом, не торкалося меж інших цехів. В нашому випадку це буде головний корпус. Оскільки цехів із споживачами високої напруги небагато, то їх на першому етапі доцільно не враховувати. Такий крок покращить зовнішній вигляд картограми.
- 2) знаходиться радіус базового круга. В нашому випадку радіус круга головного корпусу дорівнює 57 мм.
- 3) відповідно до радіуса базового круга обчислюється масштабом площа кругів. В нашому випадку масштаб дорівнює $0,25 \text{ кВт/мм}^2$.

- 4) відповідно до отриманого масштабу площ кругів розраховуємо для інших цехів відповідні радіуси кругів. Для прикладу визначаємо радіус круга для ремонтно-механічного цеху:

$$r = \sqrt{\frac{P_p}{\pi * m}}$$

$$r = \sqrt{\frac{291.39}{3.14 * 1/4}} = \approx 19.2 \text{ мм}$$

- 5) визначимо кут навантаження освітлювальних установок. Для ремонтно-механічного цеху:

$$\alpha_{\text{осв}} = \frac{P_{\text{осв}}}{P_p} * 360$$

$$\alpha_{\text{осв}} = \frac{15.3}{291.39} * 360 = 17.96^\circ$$

- 6) визначимо кут навантаження споживачів вищої напруги для тих цехів:

$$\alpha_{\text{В. Н.}} = \frac{P_{\text{В. Н.}}}{P_p} * 360$$

Для інших цехів виконуючи лише етапи пунктів 4, 5 та 6 даного алгоритму визначаємо радіуси кругів та кутів навантаження освітлювальних установок. Результати по визначенню характеристик картограми навантаження наведені в таблиці 5.

Центр електричних навантажень підприємства символізує центр споживання електроенергії. За допомогою центра електричних навантажень є змога розміщувати підстанцію на території підприємства найближче до центра споживання.

На основі визначених координат центрів електричних навантажень розраховуємо центр електричних навантажень всього підприємства [4]:

$$x_0 = \frac{\sum P_{pi} * x_i}{\sum P_{pi}};$$

$$y_0 = \frac{\sum P_{pi} * y_i}{\sum P_{pi}};$$

де x_i, y_i – координати відповідного центра навантажень для i – того цеха.

Центр електричних навантажень підприємства має координати:

$$x_0 = 347 \text{ мм.}$$

$$y_0 = 261 \text{ мм.}$$

Таблиця 5

№ п/п	Назва об'єкту	Рр, кВт	Рр.осв, кВт	Сум Рр, кВт	Радіус круга нав, г мм	Кут нав сил уст	Кут нав осв уст	Рр нав В.Н., кВт	Кут нав вищої напруги	X центру нав	Y центру нав
№ 1	Їдальня	212,22	5,6	217,82	14,42	350,74	9,26	-	-	586	180
№ 2	ЦЗЛ	141,61	17	158,61	12,31	321,41	38,59	-	-	2273	3330
№ 3	Заводоуправління	98,02	27,625	125,645	10,95	280,85	79,15	-	-	361	650
№ 4	Матеріальний склад	29,016	11,4	40,416	6,21	258,46	101,54	-	-	2317	204
№ 5	Головний корпус	2502,5	48,45	2550,95	49,36	353,16	6,84	-	-	436	1372
№ 6	Інструментальний цех №1	1506,7	21,25	1527,95	38,2	354,99	5,01	-	-	1472	1340
№ 7	Інструментальний цех №2	1543,36	17	1560,36	38,6	356,08	3,92	-	-	1445	963
№ 8	Ремонтно-механічний цех	291,39	15,3	306,69	17,11	342,04	17,96	-	-	2432	581
№ 9	Насосна	681,45	3,4	684,85	25,57	358,21	1,79	-	-	148	243
№ 10	Компресорна + Високовольтний двигун	280	6,375	1582,375	38,87	63,7	1,45	1296	294,85	2240	948
№ 11	Ковальський цех	1547	22,1	1569,1	38,71	354,93	5,07	-	-	1434	583
№ 12	Термічний цех	2195,2	5,95	2201,15	45,85	359,03	0,97	-	-	1382	239
№ 13	Прохідна	17,784	0,84	18,624	4,22	343,76	16,24	-	-	23	896
	Приблизні координати загального ЦЕН									346,9	261,2

3. Вибір напруги мереж підприємства

3.1 Вибір напруги живлячої мережі підприємства

Згідно завданню на проектування для живлячої мережі проектуемого об'єкту можливі напруги від 6 до 110 кВ включно. Збільшення напруги покращує якісні показники передачі електроенергії за рахунок зменшення втрат потужності електричної енергії в ЛЕП, зниження робочих струмів та струмів КЗ. Але це також потребує більших витрат на відповідне високовольтне обладнання.

Розрахуємо оптимальну напругу за формулою Стілла [15]

$$U_{ек} = 4.34 * \sqrt{L * 16 * P_{max}} = 4.34 * \sqrt{9.9 * 16 * 12.6} = 63.117 \text{ кВ.}$$

Результат ближче до номінальної напруги 35 кВ.

Дана напруга, порівняно з 110 кВ, несе за собою вищі втрати в ЛЕП, вищі робочі та аварійні (КЗ) струми, що потребує більшого перерізу проводів, менші витрати на встановлення та обслуговування інфраструктури ЛЕП, трансформатори ГПП та високовольтне обладнання проектуемого об'єкту.

Капіталовкладення для живлячої мережі та підстанції 35 кВ (включно із трансформаторами ГПП, комутаційною та захисною апаратурою), виходячи із поточних цін, приблизно на 30-35% менше ніж для мережі та підстанції 110 кВ. Втрати енергії через меншу напругу передачі становлять ≈ 30 Вт/км (≈ 10 Вт/км для 110 кВ). Додаткові капіталовкладення для збільшення напруги до 110 кВ не варті даних заощаджень.

Приймаємо напругу живлення проектуемого об'єкту 35 кВ.

3.2 Вибір напруги розподільчої мережі підприємства

Оскільки на підприємстві відсутні споживачі яким потрібні специфічні напруги (високовольтні двигуни потужністю до 400 кВт включно випускаються як на напругу 6 кВ так і на 10 кВ) є два можливих варіанти виконання розподільчої мережі:

1) $U_{\text{роз.мер}} = 10 \text{ кВ};$

2) $U_{\text{роз.мер}} = 6 \text{ кВ}.$

Кабельні лінії 6 та 10 кВ мають однакове виконання відносно ізоляції і більшість кабелів випускаються на напруги до 10000 В включно.

Для зменшення втрат у розподільчій мережі, підвищення її стійкості до коротких замикань та зменшення витрат на кабельні лінії за рахунок менших перерізів кабелів вибрано напругу 10 кВ по всьому підприємству.

4. Вибір трансформаторів

4.1 Вибір трансформаторів ГПП

Трансформатори ГПП повинні забезпечити надійне електропостачання в нормальному, аварійному і післяаварійному режимі.

Приймаємо до установки два трансформатори однакової потужності з вбудованим регулюванням напруги під навантаженням. Потужність трансформатора вибирається таким чином, щоб при відключенні одного з трансформаторів інший передавав задану потужність без порушення ПТЕ, якими передбачається припустиме перевантаження трансформаторів до 40 % у післяаварійному режимі під час максимуму навантаження тривалістю не більше 6 годин протягом не більше 5 діб [4].

Як розрахункова потужність приймається максимальна потужність з врахуванням втрат в трансформаторах. Активна і реактивна складові втрат в трансформаторі визначаються за формулами [4]:

$$\Delta P_{\text{тр}} = 0.02 * S_p;$$

$$\Delta Q_{\text{тр}} = 0.1 * S_p,$$

де S_p – приблизна повна потужність об'єкта, кВА.

З урахуванням втрат потужності трансформаторів повна потужність об'єкта становитиме [15]

$$S_{\text{розр}} = K_{\text{см}} * \sqrt{\left(\sum_{i=1}^n P + \Delta P_{\text{тр}}\right)^2 + \left(\sum_{i=1}^n Q + \Delta Q_{\text{тр}}\right)^2},$$

що для розглядаємого об'єкта дає $S_{\text{розр}} = 13224,5$ кВА.

Номінальна потужність трансформаторів ГПП попередньо оцінюється згідно виразу [15]

$$S_{\text{тр}} = \frac{S_{\text{розр}}}{2 * 0.7} = \frac{13224.5}{2 * 0.7} = 9446 \text{ кВА} = 10 \text{ МВА.}$$

Попередньо приймаємо трансформатор типу ТДНС-10000/35/10.

Для перевірки трансформаторів на перевантажувальну здатність в післяаварійному режимі (аварійне відключення одного з двох трансформаторів) використовується упорядкований типовий графік навантаження, в якому максимальне навантаження буде відповідати $S_{\text{розр}}$ об'єкта, згідно чого робиться масштаб по вісі навантажень (рисунок 1).

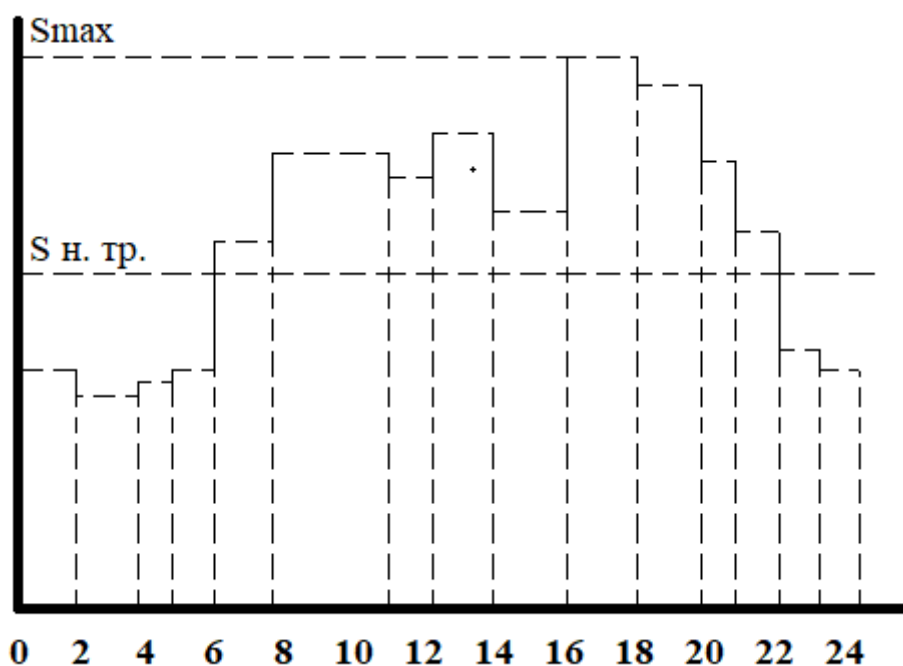


Рисунок 1 – Типовий упорядкований графік навантаження для вибору трансформаторів ГПП

Коефіцієнт початкового завантаження трансформатора виражається формулою [15]

$$K1 = \frac{1}{S_{\text{н. тр.}}} * \frac{\sqrt{\sum_{i=1}^n (S_i^2 * \Delta t_i)}}{\sum_{i=1}^n \Delta t_i} = 0.923,$$

де н.тр. – номінальна потужність трансформатора, МВА;

n – кількість ступенів потужності графіка навантаження трансформатора, за яких навантаження менше або дорівнює номінальному трансформатора;

Δt_i – проміжки часу, у які навантажувальна потужність не перевищує потужність трансформатора, год.;

S_i – потужності відповідних проміжків часу Δt_i , МВА.

Коефіцієнт перевантаження трансформатора K_2 визначається за більшим значенням із двох величин K'_2 або K''_2 .

Величина K'_2 визначається за формулою, аналогічною K_1 [15]

$$K'_2 = \frac{1}{S_{н.тр.}} * \frac{\sqrt{\sum_{i=1}^m (S_i^2 * \Delta t_i)}}{\sum_{i=1}^m \Delta t_i} = 1.32,$$

де m – число ступенів потужності графіка навантаження, за яких його навантаження більше від номінальної потужності трансформатора.

Величина K''_2 визначається за формулою [15]

$$K''_2 = \frac{0.9 * S_{розр}}{S_{н.тр.}} = 1.19.$$

Приймаємо $K_2 = 1,32$.

Для трансформатора даного типу та потужності при $K_1 = 0,923$, згідно [5] для систематичних перевантажень при $\theta=20^\circ\text{C}$, $K_{доп} = 1$.

Умова $K_2 \leq K_{доп}$ не виконується. Приймаємо трансформатор вищої номінальної потужності та перераховуємо коефіцієнти.

Для трансформатора типу ТДНС-16000/35/10: $K_1 = 0,626$,

$K_2 = 0,844 < K_{доп} = 1$.

Умова виконується, остаточний тип трансформатора – ТДНС-16000/35/10.

Параметри ТДНС-16000/35/10:

$$U_{BH} = 35 \text{ кВ}; \quad U_{HH} = 10,5 \text{ кВ}; \quad U_{K3} = 7,5 \%;$$

$$I_{xx} = 0,9 \%; \quad P_{xx} = 18 \text{ кВт}; \quad P_{K3} = 80 \text{ кВт}.$$

4.2 Вибір схеми головної підстанції підприємства (розподільчого пункту підприємства)

ГПП призначена для пониження напруги до величини розподільчої мережі підприємства і розмноження виводів для окремих груп споживачів. ГПП бувають двох видів: тупикові і прохідні. Тупикові підстанції передбачають дві незалежні лінії до кожного з трансформаторів від джерела живлення (районної підстанції). Прохідні підстанції являють собою підключення двох трансформаторів в розріз лінії з двостороннім живленням.

Для підвищення надійності електропостачання та для повноцінного використання дволанцюгової ЛЕП 35 кВ обрано тупикову схему для ГПП (рис. 2).

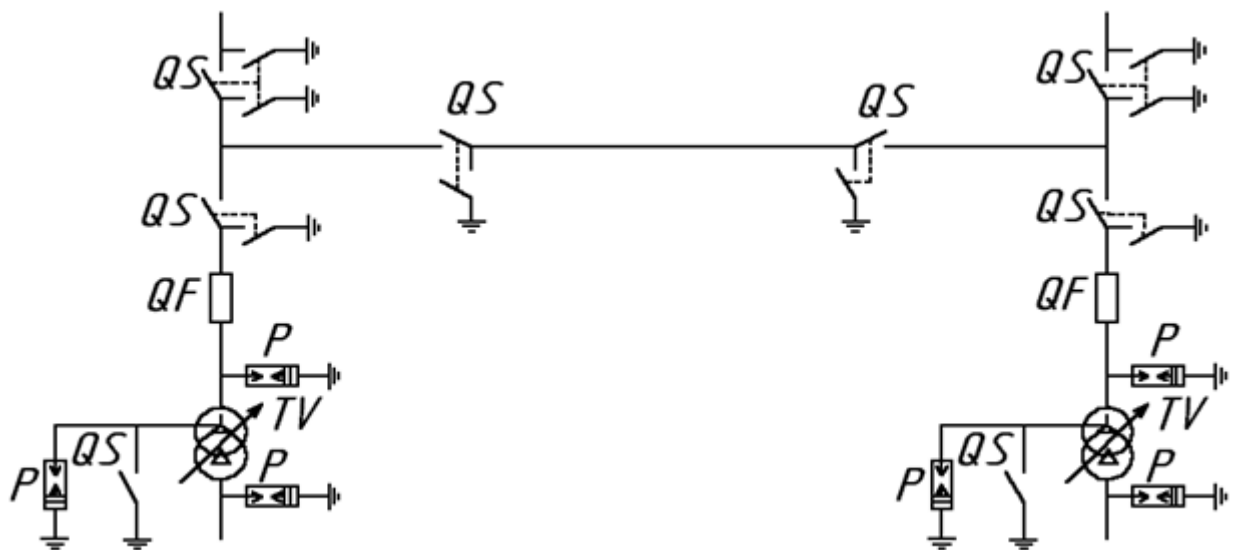


Рисунок 2 – Схема зовнішнього електропостачання підприємства з тупиковою підстанцією

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

Приклад розрахунків буде проведено на головному корпусі.

Вибір числа і економічної потужності цехових трансформаторів здійснюється одночасно з вибором низьковольтних батарей конденсаторів (НБК) у такій послідовності [4].

Вибирається економічне оптимальне число цехових трансформаторів $N_{те}$ та економічне оптимальне значення потужності НБК $Q_{нк1}$.

Визначається додаткова потужність НБК $Q_{нк2}$ з метою оптимального зниження втрат потужності в трансформаторах та в мережі напругою 10 кВ.

Сумарна розрахункова потужність батарей конденсаторів складе

$$Q_{нк\text{сум}} = Q_{нк1} + Q_{нк2}.$$

При виборі номінальної потужності трансформаторів цехових підстанцій бажано мати небагато різних номінальних потужностей для зменшення необхідного складського резерву та спрощення їх заміни у випадку поломок.

Потужність цехових трансформаторів рекомендується визначати за питомою густиною навантаження, kVA/m^2 [4]

$$\delta_s = \frac{S_m}{S} = \frac{3082}{14250} = 0.216 \text{ kVA}/\text{m}^2,$$

де S_m – максимальне навантаження цеху, kVA ; S – площа цеху, m^2 .

При $\delta_s \geq 0,3 \text{ kVA}/\text{m}^2$ економічним є застосування трансформаторів номінальною потужністю 1600 та 2500 kVA .

Отже не дивлячись на те, що даний цех є найпотужнішим споживачем на проєктуемому об'єкті, його великі розміри зроблять неекономічним створення мережі 0,4 кВ при виборі малої кількості потужних трансформаторів. Вибираємо номінальну потужність трансформаторів 1000 kVA .

Мінімальне число цехових трансформаторів однакової потужності, що призначені для живлення технологічно зв'язаних навантажень:

$$N_{min} = \frac{P_M}{k_z * S_{нтр}} + \Delta N = 3,$$

де – максимальне активне навантаження даної групи трансформаторів, кВт;

k_z – коефіцієнт завантаження трансформатора, для двотрансформаторних

підстанцій приймається 0,7 – 0,75, для однострансформаторних – 0,95;

$S_{нтр}$ – номінальна потужність трансформатора, кВА;

ΔN – дробовий додаток до найближчого цілого числа.

Економічна кількість трансформаторів N_e знаходиться за виразом

$$N_e = N_{min} + m = 4$$

де m – додаткова кількість трансформаторів, яка визначається згідно функції N_{min} і ΔN .

Для даного цеху прийнято розділити 4 трансформатори на 2 окремі підстанції, розташовані протилежно одна одній, кожна з яких бере приблизно половину навантаження всього цеху для більш економічного виконання внутрішньої мережі 0,4 кВ.

За рахунок ΔN та m з'являється некомпенсована потужність, яка передаватиметься через трансформатори в мережу 0,4 кВ, визначається вона за формулою

$$Q = \sqrt{(N_e * k_{зф} * S_{н. тр.})^2 - P_M^2} = 1729.7 \text{ квар},$$

де $k_{зф}$ – фактичний коефіцієнт завантаження,

$$k_{зф} = \frac{S_m}{N_e * S_{н. тр.}}$$

Сумарна потужність батарей статичних низьковольтних конденсаторів QHK1 складе:

$$Q_{HK1} = Q_{m0,38} - Q_{maxT} = -0.003 \text{ квар},$$

де $Q_{m0,38}$ – сумарна реактивна потужність напругою 0,38 кВ за найбільш завантажену зміну, квар.

При $Q_{HK1} < 0$ встановлювати батареї на першому етапі розрахунку не потрібно.

Додаткова потужність статичних конденсаторів QHK2 з врахуванням оптимального зниження втрат потужності визначається за формулою

$$Q_{HK2} = Q_{m0,38} - \gamma * Ne * S_{н.тр.} = -58.3 \text{ квар},$$

де γ – розрахунковий коефіцієнт, який визначається у функції показників K1, K2, схеми та напруги високовольтної розподільчої мережі.

Показник K1 характеризує відношення питомих витрат на низько- та високовольтні конденсатори і в практичних розрахунках для енергетичної системи України при кількості робочих змін 3 дорівнює 11, при двозмінній роботі – 12, однозмінній – 24.

Показник K2 враховує віддаленість ТП від РП ГПП та потужність трансформаторів.

Якщо в розрахунках отримаємо, що $Q_{HK2} < 0$, тоді додатково встановлювати конденсаторні батареї не потрібно.

В результаті вибирається кількість і потужність трансформаторів, а також сумарна реактивна потужність батарей статичних конденсаторів. При прийнятті кількості стандартних батарей конденсаторів їх кількість повинна бути кратною кількості трансформаторів.

Для даного цеху відсутня потреба у компенсації реактивної потужності.

Аналогічно виконується вибір інших цехових трансформаторів та БК. Результати розрахунків зводяться в таблицю 6.

4.4 Вибір засобів компенсації реактивної потужності в мережах вище 1000 В

При виборі засобів компенсації реактивної потужності вихідними даними є максимальна реактивна потужність Q_M та вхідна реактивна потужність, що погоджена з енергопостачальною організацією на межі балансової приналежності.

Максимальна реактивна потужність на шинах розподільчого пункту підстанції, яка повинна бути скомпенсована високовольтними батареями статичних конденсаторів, визначається за формулою [4]

$$Q = \text{кнс} * Q_M + \Delta Q_{\text{тр}} - Q_{\text{ек}} - \sum_{i=1}^q Q_{\text{нк. } \phi_i},$$

де кнс – коефіцієнт, що враховує неспівпадання за часом найбільшого навантаження промислового підприємства з максимумом навантаження енергосистеми;

Q_M – розрахункова реактивна потужність підприємства, квар;

$\Delta Q_{\text{тр}}$ – сумарна втрата реактивної потужності в трансформаторах, квар;

$Q_{\text{ек}}$ – економічна узгоджена реактивна потужність з енергосистемою в часи її максимуму навантаження, квар;

$\sum_{i=1}^q Q_{\text{нк. } \phi_i}$ – сумарна встановлена потужність низьковольтних конденсаторів, квар;

q – кількість цехів, в яких встановлені НБК.

Для проєктуемого об'єкту з енергосистемою узгоджено $Q_{\text{ек}} = 0$, в формулі воно відсутнє.

Нескомпенсована реактивна потужність для проєктуємого об'єкту

$$0,73 * 7222,5 + 1266,32 - 0 - 320 = 6218,74 \text{ квар.}$$

Вибираємо БК типу УКРМ 10.5 потужністю 6600 квар.

5 Розрахунок ліній електропередачі

5.1 Розрахунок мережі живлення ГПП

Для живлення ГПП проєктуємого об'єкту використовується повітряна лінія.

Переріз мережі живлення ГПП вибирається по економічній густині струму згідно максимальної потужності з врахуванням втрати потужності в трансформаторі ГПП. Розрахунковий струм живлячої лінії визначається згідно формулі

$$I = \frac{S_{\text{розр}}}{\sqrt{3} * U_{\text{н}}} = \frac{13224.5}{\sqrt{3} * 35} = 109.074 \text{ А.}$$

Переріз лінії живлення визначається формулою

$$F_{\text{ек}} = \frac{I}{j_{\text{ек}}} = \frac{109.074}{0.9} = 121.193 \text{ мм}^2$$

де $j_{\text{ек}}$ – нормоване значення економічної густини струму; для ПЛ з алюмінію при напрузі 35 кВ $j_{\text{ек}} = 0,9 \text{ А/мм}^2$.

Розрахунковий переріз приводимо до найближчого стандартного перерізу.

Вибираємо провід типу А-120.

Вибраний переріз лінії живлення перевіряється на допустимий струм нагрівання в нормальному режимі, на допустимий струм післяаварійного режиму, на мінімальний переріз згідно механічної міцності і мінімальний переріз за умовою корони згідно формул і умов:

- Допустимий струм нормального режиму: $I_{\text{р}} \leq k * I_{\text{доп}}$

$$109.074 \leq 0.94 * 375 = 109.074 \leq 352.5 \text{ А;}$$

- Допустимий струм післяаварійного режиму (відключення однієї з ліній):

$$2 * I_p \leq k * k_{доп} * I_{доп}$$

$$2 * 34.705 \leq 0.94 * 1.25 * 265 = 218.148 \leq 440.625 \text{ A};$$

- Мінімальний переріз згідно механічної міцності – згідно з місцем розташування підприємства визначається величина стінки ожеледі, потім за її товщиною визначається мінімальна площа перерізу:

Враховуючи кліматичне розташування проєктуємого об'єкту, мінімальний переріз при стінці ожеледі 10 мм становить 120 мм^2 [1];

- Мінімальний переріз за умовою корони для повітряної лінії 35 кВ – 50 мм^2 [1].

Кінцевий переріз провіду живлення ГПП – 120 мм^2 .

Вибрано провід типу АС-120/19.

5.2 Вибір схеми розподільчої мережі

Живлення трансформаторних підстанцій окремих цехів підприємства відбувається від РП 10 кВ головної підстанції підприємства за допомогою кабельних ліній.

Виконання розподільчої мережі зазвичай або магістральне або радіальне.

Враховуючи потужності цехових ТП, їх розташування та розташування ГПП та центру навантажень(ЦЕН), для даного об'єкту краще змішаний варіант. Наприклад ТП31 та 32 ближче до ГПП аніж до ЦЕН, при цьому ТП4-7 йдуть в лінію ідеально для магістралі, ТП1 та ТП 2 знаходяться окремо від всіх інших споживачів і на великій відстані від ЦЕН також поряд ТП2 знаходяться всі високовольтні споживачі об'єкту.

На об'єкті відсутні споживачі I категорії та потужні генераційні установки тому немає економічного обґрунтування з'єднувати усі ТП радіально з прохідними з'єднаннями.

Враховуючи це, схема буде виконана наступним чином:

ТП1 – окреме підключення;

ТП31 та послідовно ТП 32 1-ша магістраль;

ТП 4, 5, 6, 7 – 2-га магістраль із кабелями живлення від ГПП на ТП4 та ТП7;

ТП2 – окреме підключення;

високовольтні АД потрібно заживляти від шин ГПП для уникнення сильного зниження напруги в мережі; окреме підключення.

5.3 Обґрунтування застосування розподільчих пунктів високої напруги

Основна причина додання розподільчих пунктів високої напруги – економічні заощадження за рахунок зменшення довжини кабельних ліній та втрат електроенергії в провідниках. Враховуючи розташування ТП на об'єкті облаштування РП для їх живлення не потрібне, ТП розташовані одна за одною і можуть бути з'єднані в ланцюг, також встановлення РП фактично б потребувало створення ще однієї магістралі, оскільки ТП дуже потужні. При чому через розташування ГПП довелося б тягнути кабелі спочатку до центру навантажень, потім від цього РП назад ближче до ГРП для заживлення цих же ТП. Все високовольтне обладнання знаходиться в одному цеху, тому тут РП 10 кВ – цілком доцільний варіант. Це наблизить розподільні шини до споживачів, зменшить кількість окремих ліній, зменшить витрати на провідники та їх захист.

Також шлях прокладки кабелю до цього РП може бути додатково використаний для прокладки кабелю до ТП2.

Для цього об'єкту застосування РП економічно обґрунтоване лише для високольтних споживачів.

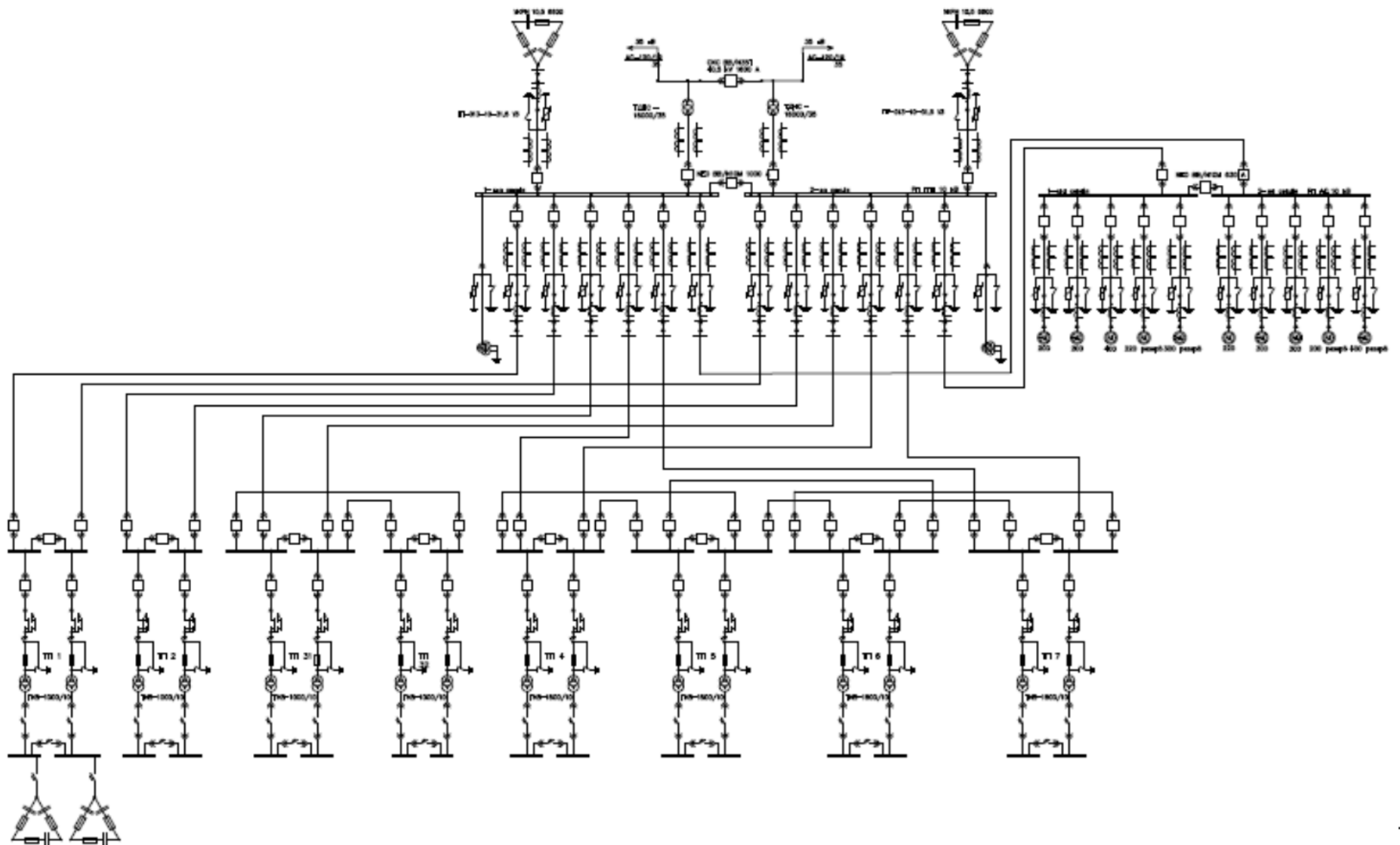


Рис. 3 – Схема внутрішнього електропостачання машинобудівного заводу

5.4 Розрахунок перерізу розподільчих мереж

Переріз жил кабелів напругою 10 кВ вибираємо за економічною густиною струму з перевіркою на умови нагріву довготривалим розрахунковим струмом в нормальному та післяаварійному режимах, на допустиму втрату напруги і на термічну стійкість до струмів короткого замикання.

За розрахункову потужність кожного трансформатора приймаємо максимальне навантаження з врахуванням втрат потужності в трансформаторі.

Розрахункові дані взято з таблиці 4.

Втрати активної та реактивної потужностей в трансформаторі з достатньою для практики точністю прийнято 2% і 10% повної максимальної потужності із сторони низької напруги трансформатора.

Тоді загальні потужності окремої ТП мають формули [1]

$$P_{m10} = P_{m 0,38} + \Delta P_T = P_{m 0,38} + 0,02 * S_{н. тр.}$$

для активної потужності;

$$Q_{m10} = Q_{m 0,38} + \Delta Q_T = Q_{m 0,38} + 0,1 * S_{н. тр.}$$

для реактивної потужності.

Для прикладу розрахунків цього розділу взято магістраль 1 з кінцевою точкою ТП32.

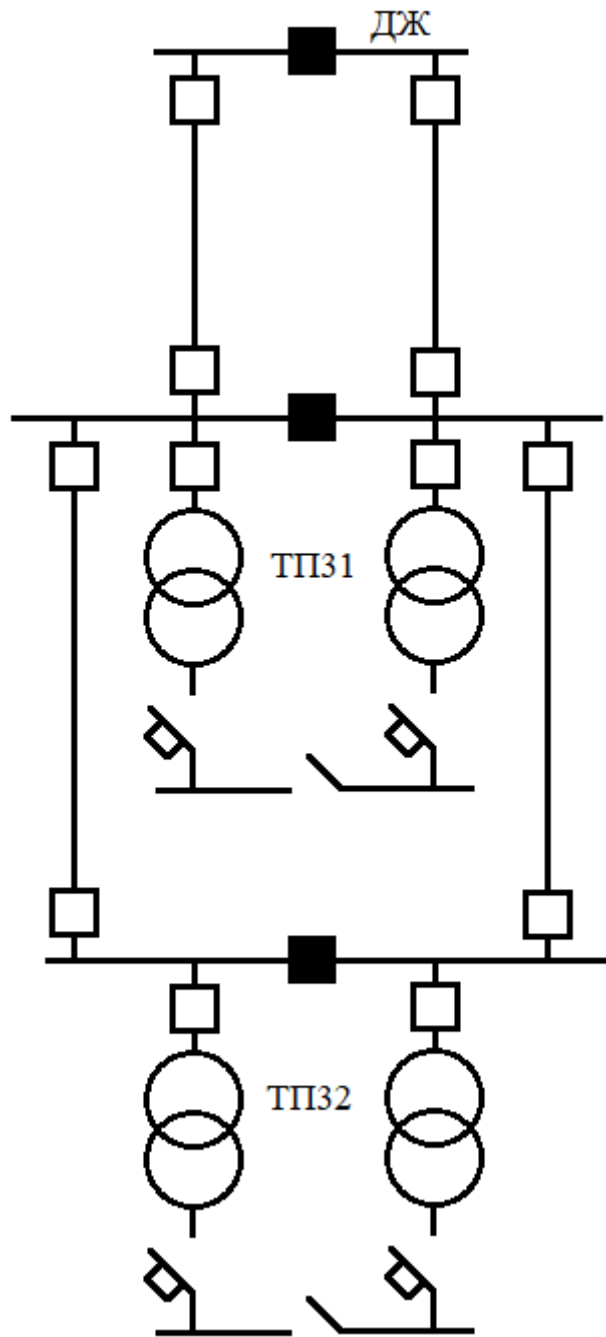


Рис.4 – Схема для розрахунку розподільчої мережі

Розрахуємо загальні потужності ТП32 з трансформаторами типу ТМН-1000/10/0,4:

$$P_{m10} = 1275.48 + 0.02 * 2000 = 1315.48 \text{ кВт};$$

$$Q_{m10} = 864.85 + 0.1 * 2000 = 1064.85 \text{ квар.}$$

Аналогічно проводимо розрахунок всіх інших ТП. Результати занесено в таблицю 7.

Розрахункова потужність магістральної лінії визначається згідно електричної схеми живлення і розрахункових потужностей лінії за формулою

$$S_{л} = \sqrt{\sum_{i=1}^z (P_{M10_i})^2 + \sum_{i=1}^z (Q_{M10_i})^2},$$

де P_{M10} , Q_{M10} – відповідно розрахункові активна та реактивна потужності ТП з втратами в трансформаторах;

z – к-ть ТП в лінії.

Для магістралі 1 це буде:

$$\sqrt{(1315.48 + 1315.48)^2 + (1064.85 + 1064.85)^2} = 3384.9 \text{ кВА.}$$

Розрахунковий струм в нормальному режимі визначається формулою

$$I_{л} = \frac{S_{л}}{\sqrt{3} * U_{н}} = \frac{3384.9}{\sqrt{3} * 10.5} = 186.1 \text{ А.}$$

Використовуючи економічну густину струму (для кабелів з алюмінію при прокладці в землі і напрузі 10 кВ $j_{ек} \approx 0,9 \text{ А/мм}^2$), знаходимо економічний переріз лінії:

$$F_{ек} = \frac{I_{л}}{j_{ек}} = \frac{186.1}{0.9} = 206.8 \text{ мм}^2.$$

Приймаємо кабель типу ААбл 3х240, переріз $F = 240 \text{ мм}^2$, допустимий струм 314 А.

Після вибору типу кабелю проводимо його перевірку на

- допустимий струм в нормальному режимі роботи за умовою

$$I_{л} \leq I_{доп} * K1 * K2,$$

де $K1$ та $K2$ – поправні коефіцієнти залежно від температури середовища прокладки та к-ті паралельно прокладених кабелів відповідно.

Для проектуемого об'єкту $K1 = 1$; для одного кабелю $K2 = 1$.

$$186.1 \leq 314 * 1 * 1 = 186.1 \leq 314 \text{ А;}$$

- допустимий струм післяаварійного режиму роботи за умовою

$$1.4 * I_{л} \leq I_{доп} * K1 * K2 * K3,$$

де $K3$ – допустиме короткочасне перевантаження кабельної лінії, для 10 кВ $K3 = 1,1$.

$$1.4 * 186.1 \leq 314 * 1 * 1 * 1.1 = 260.54 \leq 345.4 \text{ А.}$$

- допустимі втрати напруги (до 5% від номінальної в нормальному режимі)

$$\Delta U = \sqrt{3} * I_{л} * L * (r_0 * \cos\varphi * x_0 * \sin\varphi),$$

де L – довжина лінії, км;

r_0, x_0 – відповідно питомі активний та реактивні опори лінії, Ом/км;

$\cos\varphi$ – коефіцієнт потужності лінії.

$$\Delta U = \sqrt{3} * 186.1 * 0.1 * \left(\frac{0.125}{2} * \cos 0.8 * \frac{0.078}{2} * \sin 0.8 \right) = 3.3\% < 5\%.$$

- термічну стійкість до струмів $K3$ за умовою

$$F_{л} \geq F(S)_{min} = \frac{\sqrt{Bk} * 10^6}{C},$$

деталі розрахунків термічної стійкості наведені у розділі 6 пункті 6.2 та таблиці 9.

Результати вибору кабелів за іншими умовами, їх тип, переріз та інші параметри наведені у додатку у таблиці 8.1.

5.5 Розрахунок перерізу мереж живлення високовольтної апаратури

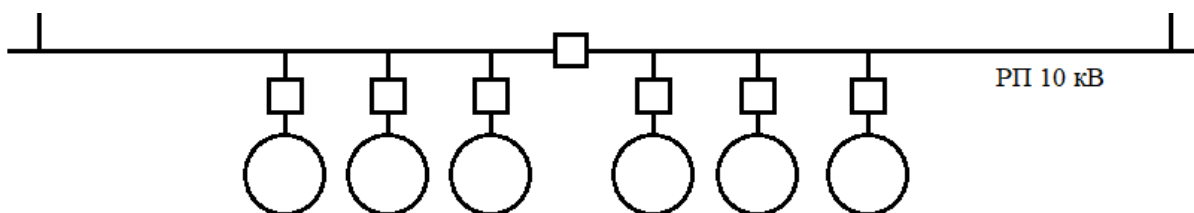


Рис. 5 – Схема приєднання двигунів до РП

Розрахунковий струм асинхронних двигунів визначається за формулою

$$I_{номАД} = \frac{P_{номАД}}{\sqrt{3} * U_{номАД} * \cos\varphi * \eta},$$

де $\cos\varphi$ – коефіцієнт потужності двигуна;

η – ККД двигуна

Для двигунів 200 кВт типу ДАЗО4-400ХК-6МТ2:

$$I_{\text{номАД}} = \frac{200}{\sqrt{3} * 10.5 * 0.84 * 0.926} = 14.138 \text{ А.}$$

$$F_{\text{ек}} = \frac{I_{\text{номАД}}}{j_{\text{ек}}} = \frac{14.138}{0.9} = 15.7 \text{ мм}^2.$$

Найменший допустимий переріз кабелю 10 кВ згідно ПУЕ – 35 мм².

Обираємо кабель типу ААбл 3х35.

Кабелі живлення АД, якщо вони живлять тільки АД, перевіряються лише на допустимий струм:

$$14.138 \leq 126 \text{ А.}$$

Результати вибору кабелів для інших АД наведені у додатку у таблиці 8.2.

6 Розрахунок струмів короткого замикання в мережах вище 1000 В

6.1 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.

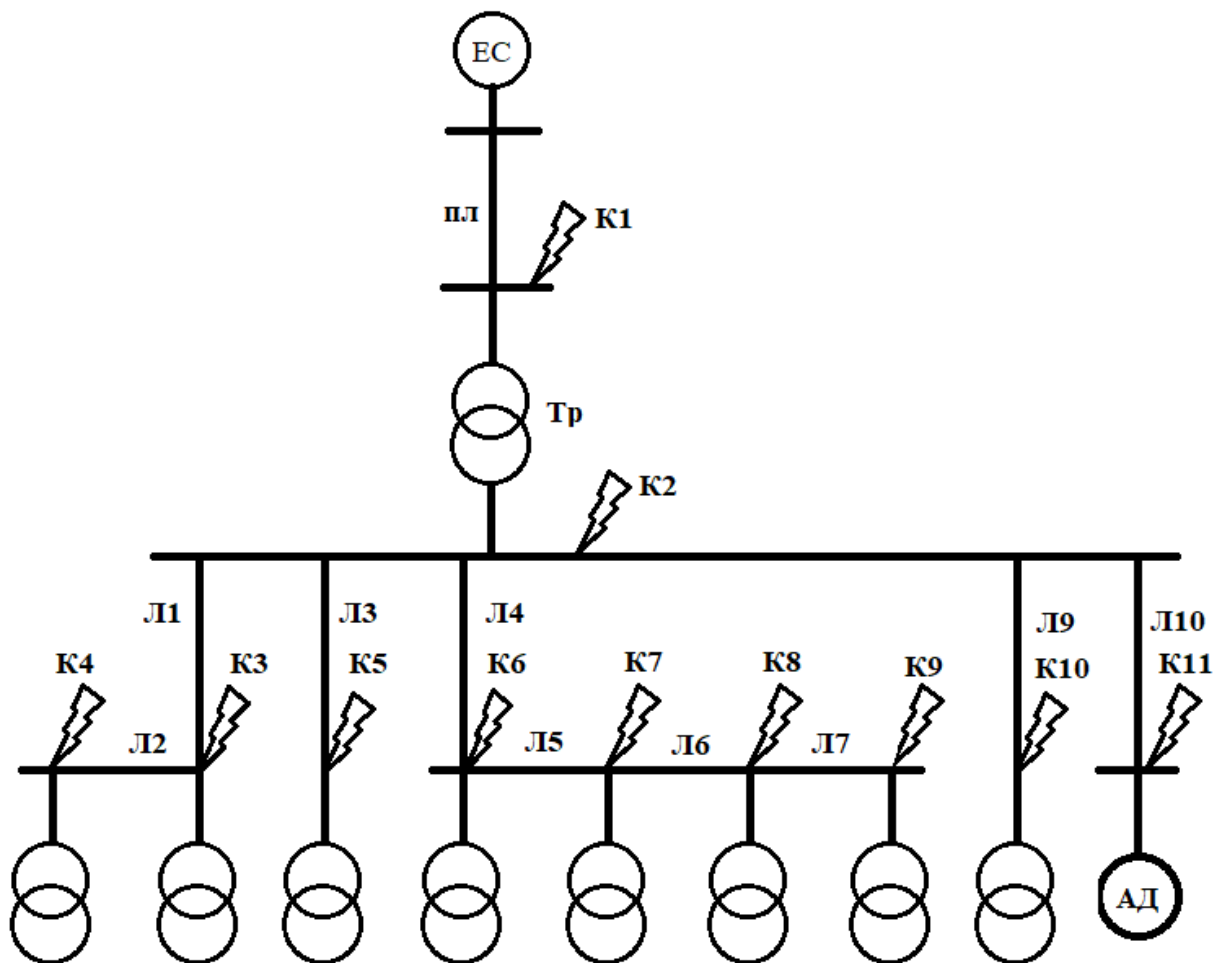


Рисунок 6 - Електрична схема мережі 10 кВ

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

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

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:

$$r_{\text{кЛ4}} = 0.125 * \frac{0.15}{3} * \frac{1200}{10.5^2} = 0.068 \text{ в. о.}$$

$$x_{\text{кЛ4}} = 0.078 * \frac{0.15}{3} * \frac{1200}{10.5^2} = 0.042 \text{ в. о.}$$

КЛ5:

$$r_{\text{кЛ5}} = 0.125 * \frac{0.1}{3} * \frac{1200}{10.5^2} = 0.045 \text{ в. о.}$$

$$x_{\text{кЛ5}} = 0.078 * \frac{0.1}{3} * \frac{1200}{10.5^2} = 0.028 \text{ в. о.}$$

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).

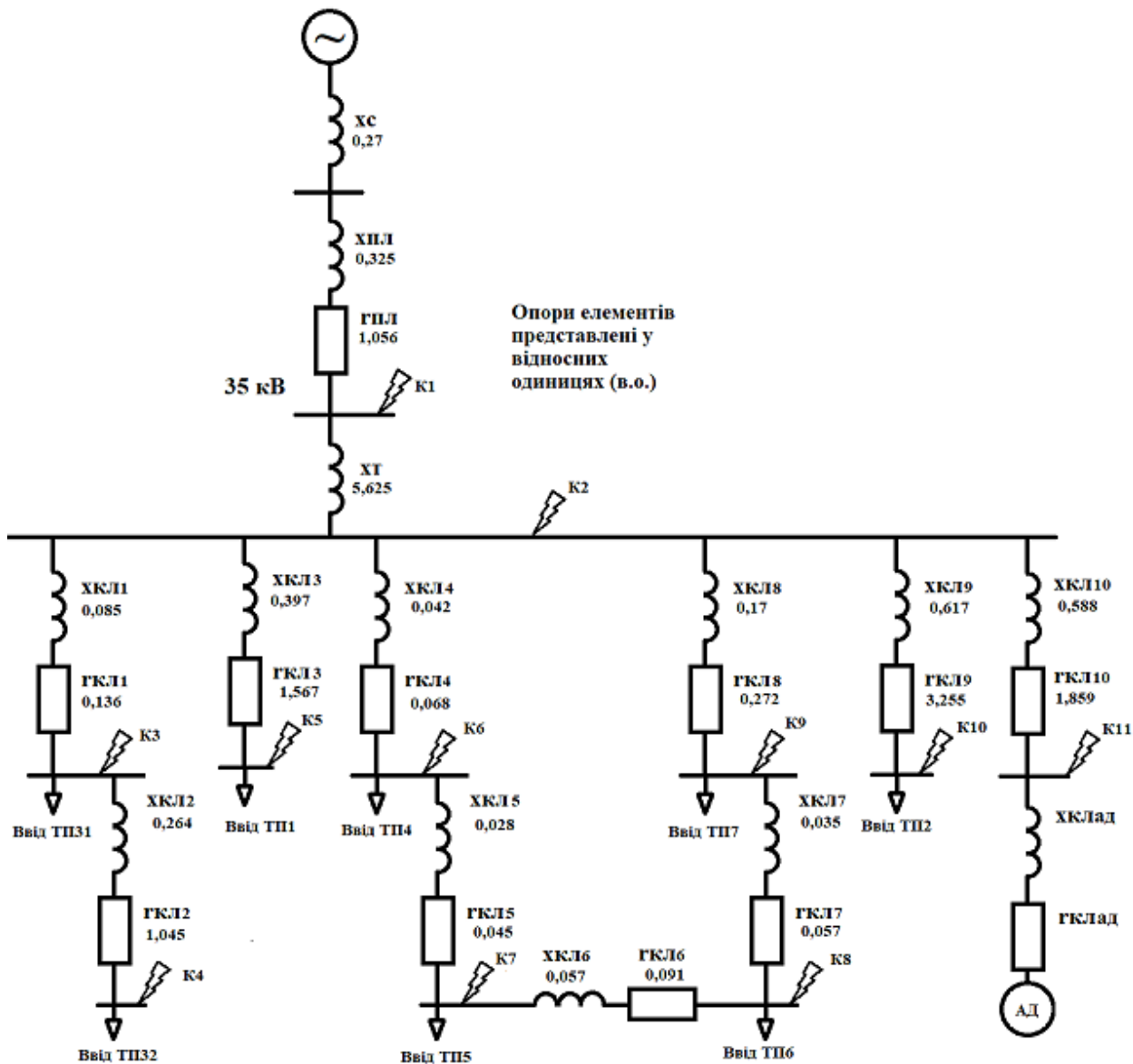


Рисунок 7 - Схема заміщення

6.2 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

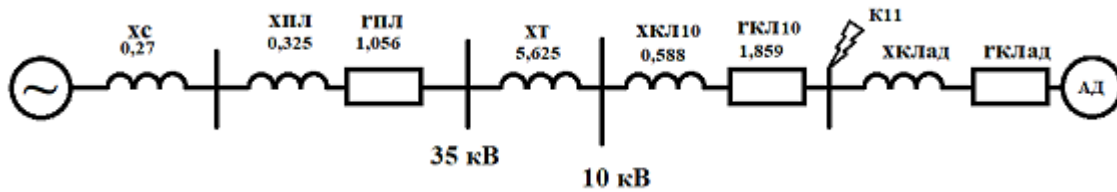


Рисунок 8 - Схема заміщення для КЗ точки К11

Спрошуємо схему сумацією опорів

$$r_{\text{сум}} = r_{\text{пл}} + r_{\text{кл}10} = 1.056 + 1.859 = 2.915 \text{ в. о.}$$

$$x_{\text{сум}} = x_{\text{с}} + x_{\text{пл}} + x_{\text{тр}} + x_{\text{кл}10} = 0.27 + 0.325 + 5.625 + 0.588 = 6.808 \text{ в. о.}$$

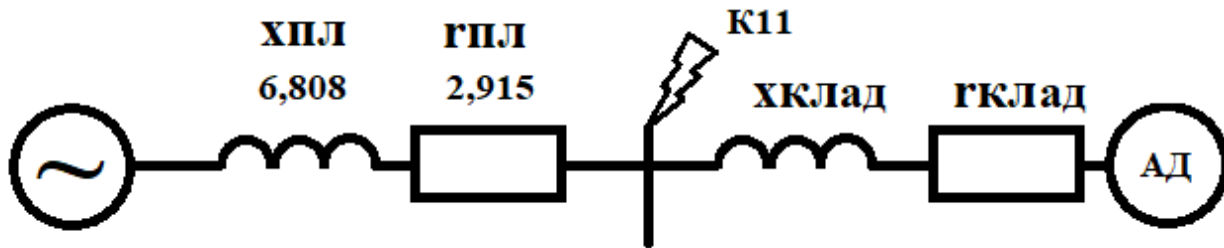


Рисунок 9 – Кінцева схема заміщення для точки К11

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 ($x''^d=1/I_{\text{п}}'$) початкове значення періодичної складової струму буде дорівнювати

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

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

$$i_{дтp} = \sqrt{2} * I_{до} * e^{-\frac{t}{T_o}},$$
$$T_o = \frac{x^d + x}{\frac{x^d}{w * T_{od}} + z},$$

де T_{od} - 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 - $k_{уд} = e^{-\frac{0.01}{T_p}} + e^{-\frac{0.01}{T_o}}$.

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

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

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

F_l – перевіряємий переріз лінії;

Bk – 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	Лкл, км	Ip, А	Fек, мм2	Idоп, 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	RномАД, кВт	cos(φ)	η, %	IномАД, А	Fек, мм2	Idоп			
ДАЗО4-400ХК-6МТ2	200	0,84	92,6	14,14	15,71	126	ААБл 3х35	0,09	0,868
ДАЗО4-400ХК-6МТ2	200	0,84	92,6	14,14	15,71	126	ААБл 3х35	0,09	0,868
ДАЗО4-400ХК-4МТ2	220	0,87	93	14,95	16,61	126	ААБл 3х35	0,09	0,868
А4-400У-8МУ3	300	0,82	93,4	21,54	23,93	126	ААБл 3х35	0,09	0,868
А4-400У-8МУ3	300	0,82	93,4	21,54	23,93	126	ААБл 3х35	0,09	0,868
А4-450У-10МУ3	400	0,82	93,4	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	
Zзак, в.о.	1,212	6,417	6,436	6,94	7,118	6,356	6,38	6,409	6,415	8,083	7,406
Iсум, кА	15,241	10,28	10,25	9,51	9,27	10,38	10,34	10,3	10,29	8,16	8,91
Iуд, кА	41,81	28,2	22,571	18,059	16,882	23,068	22,872	22,636	22,59	13,138	15,883
Вк, кА2*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

7 Вибір високовольтної апаратури

7.1 Вибір силової апаратури мережі живлення

До силової апаратури мережі живлення відносяться вимикачі і роз'єднувачі, які вибираються по максимальному струму і номінальній напрузі і перевіряються на електродинамічну і термічну стійкість до струмів КЗ.

Параметри мережі наступні:

Уном – 35 кВ – ввід ГПП;

Номінальний струм лінії Іном = 109,74 А;

Початковий струм КЗ на повітряній лінії (шинах 110 кВ ГПП) Ікз = 15,42 кА;

Динамічний струм КЗ 41,81 кА;

Тепловий імпульс КЗ $V_k = 116,14 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$.

Вимикач вважається правильно вибраним, якщо каталожні (паспортні) дані дорівнюють або є більшими за розрахункові.

На ринку доступні 4 типи вимикачів на 35 кВ:

- Елегазові;
- Вакуумні;
- Повітряні;
- Масляні.

Масляні вимикачі вважаються застарілими та мають додаткові витрати на обслуговування через свою конструкцію. Трансформаторне масло, яке виконує гасіння дуги, пожежонебезпечне та вважається серйозним екологічним забрудником.

Повітряні вимикачі використовують стиснене повітря для гасіння дуги. На об'єкті наявна компресорна, але згідно вимог безпеки, високовольтні вимикачі потребують окремого джерела стисненого повітря, чи спеціально захищене та стабілізоване відгалудження, оскільки навіть невелике падіння тиску може стати причиною невідключення під час КЗ.

Враховуючи низьку собівартість, простоту обслуговування та довгий життєвий цикл, вакуумні вимикачі мають найкращі економічні показники для напруг 6-35 кВ. Для напруг 110 кВ та вище, зміни у конструкції приладу та ізоляції збільшують собівартість та потребують більш специфікованого обслуговування.

Елегазові вимикачі є стандартом для мереж 110 кВ, мають низьку собівартість, не мають потреб у специфічному ресурсі (масло, стиснене повітря), прості в обслуговуванні та мають довгий життєвий цикл (порівняно з масляними та повітряними). Їх недоліком є наявність SF₆, що вважається екологічним забрудником.

Для проектуємого об'єкту для ліній 35 кВ найкращим буде вакуумний вимикач.

Деталі вибору вимикача наведені в таблиці 10.

CNC BV/N35T 40,5kV 1600A 31,5кА

Таблиця 10

Дані мережі	Умова вибору	Дані вимикача
U _{ном} = 35 кВ	≤	U _{ном} = 35 (до 40,5) кВ
I _{ном} = 109,74 А	≤	I _{ном} = 1600 А
I _{уд} = 41,81 кА	≤	I _{відк} = 60 кА
I _{по} = 15,24 кА	≤	I _{дин} = 31,5 кА
Вк = 116,14 кА ² *с	≤	Вк _{макс} = 1400 кА ² *с

Роз'єднувач вибирається аналогічно, тільки відсутня перевірка на допустимий струм відключення.

Повітряні роз'єднувачі порівняно з елегазовими дешевші за собівартістю, прості в обслуговуванні, екологічно «чисті», але мають великі габарити та потребують більш частого обслуговування. Для проектуємого об'єкту більш економічним є повітряний роз'єднувач.

Деталі вибору роз'єднувача наведені в таблиці 11.

Роз'єднувач РДЗ-35/1000 УХЛ1

Дані мережі	Умова вибору	Дані роз'єднувача
$U_{ном} = 35 \text{ кВ}$	\leq	$U_{ном} = 35 \text{ кВ}$
$I_{ном} = 109,74 \text{ А}$	\leq	$I_{ном} = 1000 \text{ А}$
$I_{по} = 15,24 \text{ кА}$	\leq	$I_{дин} = 31,5 \text{ кА}$
$Вк = 116,14 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	\leq	$Вк_{макс} = 1400 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$

7.2 Вибір силової апаратури розподільчої мережі

Високовольтні вимикачі на напругу 10 кВ вибираються за тими ж умовами, як і на напругу 35 кВ.

Вимикач для кабелів з'єднання трансформаторів ГПП та шин ГРП приймаємо вакуумний типу NEO ВВ/Н10М-1000А. Вимикачі для цехових ТП приймаємо всі СНС ВВ/Н10М-630А, оскільки це менший номінал робочого струму для вимикачів 10 кВ. Параметри вимикача (окрім $I_{ном}=630\text{А}$) для КЗ ідентичні моделі NEO ВВ/Н10М-1000А, а ТП мають менший робочий струм та потужність КЗ.

Деталі вибору заносимо у таблицю 12.

Дані мережі	Умова вибору	Дані вимикача
На ГПП NEO ВВ/Н10М-1000А		
$U_{ном} = 10 \text{ кВ}$	\leq	$U_{ном} = 10 \text{ кВ}$
$I_{ном} = 796 \text{ А}$	\leq	$I_{ном} = 1000 \text{ А}$
$I_{уд} = 28,69 \text{ кА}$	\leq	$I_{відк} = 60 \text{ кА}$
$I_{по} = 10,458 \text{ кА}$	\leq	$I_{дин} = 31,5 \text{ кА}$
$Вк = 54,68 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	\leq	$Вк_{макс} = 875 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$
На ТП NEO ВВ/Н10М-630А		
$U_{ном} = 10 \text{ кВ}$	\leq	$U_{ном} = 10 \text{ кВ}$
$I_{макс} = 147 \text{ А}$	\leq	$I_{ном} = 630 \text{ А}$
$I_{уд} = 28,69 \text{ кА}$	\leq	$I_{відк} = 60 \text{ кА}$
$I_{по} = 10,458 \text{ кА}$	\leq	$I_{дин} = 31,5 \text{ кА}$
$Вк = 54,68 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	\leq	$Вк_{макс} = 875 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$

Плавкі запобіжники напругою 10 кВ вибирають за номінальною напругою та струмом і граничному струму відключення.

На шинах ГРП зависокий робочий струм для встановлення запобіжників, там буде встановлено лише вимикач.

Деталі вибору наведено у таблиці 13.

Таблиця 13

Тип запобіжника	Місце встановлення	Дані мережі	Умова вибору	Дані запобіжника
ПТ-013-10-80-31,5 УЗ 80А	ТП1	$U_{ном} = 10 \text{ кВ}$	\leq	$U_{ном}=10 \text{ кВ}$
		$I_{max} = 77 \text{ А}$	\leq	$I_{ном} = 80 \text{ А}$
		$I_{кз} = 9,27 \text{ кА}$	\leq	$I_{відкл.} = 31,5 \text{ кА}$
ПТ-013-10-125- 31,5 УЗ 63А	ТП2	$U_{ном} = 10 \text{ кВ}$	\leq	$U_{ном}=10 \text{ кВ}$
		$I_{max} = 54 \text{ А}$	\leq	$I_{ном} = 63 \text{ А}$
		$I_{кз} = 8,16 \text{ кА}$	\leq	$I_{відкл.} = 31,5 \text{ кА}$
ПТ-013-10-125- 31,5 УЗ 100А	ТП31	$U_{ном} = 10 \text{ кВ}$	\leq	$U_{ном}=10 \text{ кВ}$
		$I_{max} = 86 \text{ А}$	\leq	$I_{ном} = 100 \text{ А}$
		$I_{кз} = 10,25 \text{ кА}$	\leq	$I_{відкл.} = 31,5 \text{ кА}$
ПТ-013-10-125- 31,5 УЗ 100А	ТП32	$U_{ном} = 10 \text{ кВ}$	\leq	$U_{ном}=10 \text{ кВ}$
		$I_{max} = 86 \text{ А}$	\leq	$I_{ном} = 100 \text{ А}$
		$I_{кз} = 9,51 \text{ кА}$	\leq	$I_{відкл.} = 31,5 \text{ кА}$
ПТ-013-10-125- 31,5 УЗ 125А	ТП4	$U_{ном} = 10 \text{ кВ}$	\leq	$U_{ном}=10 \text{ кВ}$
		$I_{max} = 103 \text{ А}$	\leq	$I_{ном} = 125 \text{ А}$
		$I_{кз} = 10,38 \text{ кА}$	\leq	$I_{відкл.} = 31,5 \text{ кА}$
ПТ-013-10-125- 31,5 УЗ 125А	ТП5	$U_{ном} = 10 \text{ кВ}$	\leq	$U_{ном}=10 \text{ кВ}$
		$I_{max} = 105 \text{ А}$	\leq	$I_{ном} = 125 \text{ А}$
		$I_{кз} = 10,34 \text{ кА}$	\leq	$I_{відкл.} = 31,5 \text{ кА}$
ПТ-013-10-125- 31,5 УЗ 125А	ТП6	$U_{ном} = 10 \text{ кВ}$	\leq	$U_{ном}=10 \text{ кВ}$
		$I_{max} = 106 \text{ А}$	\leq	$I_{ном} = 125 \text{ А}$
		$I_{кз} = 10,3 \text{ кА}$	\leq	$I_{відкл.} = 31,5 \text{ кА}$
Зависокий струм, без запобіжника	ТП7	$U_{ном} = 10 \text{ кВ}$	\leq	-
		$I_{max} = 147 \text{ А}$	\leq	-
		$I_{кз} = 10,29 \text{ кА}$	\leq	-

7.3 Вибір трансформаторів струму

Трансформатори струму вибираються за номінальним струмом та напругою місця встановлення та проходять перевірку на стійкість до КЗ та допустиму похибку.

Деталі вибору трансформатора струму ТОЛУ-10 1000/5 0,5S 10 для ГРП представлено в таблиці 15.

Таблиця 15

Дані мережі	Умова вибору	Дані т-ра струму
$U_{ном} = 10 \text{ кВ}$	\leq	$U_{ном} = 10 \text{ кВ}$
$I_{ном} = 796 \text{ А}$	\leq	$I_{ном} = 1000 \text{ А}$
$I_{уд} = 28,2 \text{ кА}$	\leq	$I_{дин} = 31,5 \text{ кА}$
$Вк = 54,686 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	\leq	$Вк_{макс} = 1400 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$

Номінальний струм вторинної обмотки $I_{2ном} = 5 \text{ А}$, допустима потужність вторинної обмотки при $\cos \varphi = 0,8$ для класу точності 0,5 $S_{2н} = 15 \text{ ВА}$.

Сумарний опір приладів

$$r_{прил} = \frac{S_{прил}}{I_{2ном}^2} = \frac{7}{25} = 0,28 \text{ Ом},$$

де $S_{прил} = 7 \text{ ВА}$ - сумарна потужність приєднаних приладів (лічильники активної та реактивної енергії та ін.).

Опір контактів $r_k = 0,1 \text{ Ом}$.

Опір з'єднувальних проводів

$$r_{пров} = \frac{S_{2н} - I_{2ном}^2 * (r_{прил} + r_k)}{I_{2ном}^2} = 0,22 \text{ Ом}.$$

Довжина проводів $l_{пров} = 25 \text{ м}$.

Переріз з'єднувальних проводів

$$F_{пров} = \frac{l_{пров} * \rho}{r_{пров}} = \frac{25 * 2,82 * 10^{-8}}{0,22} = 3,21 \text{ мм}^2$$

Згідно ПУЕ, виходячи з вимог механічної міцності (стійкості) контрольних кабелів, з'єднуючих трансформатори струму з вимірювальними приладами, переріз проводів виконаних з алюмінію при наявності в колі розрахункових лічильників має бути не менше 4 мм². Звідси $S_{ctmin} = 4 \text{ мм}^2$.

Розрахунковий переріз проводу зводимо до найближчого більшого стандартного значення перерізу жил контрольних кабелів. $S_{ct} = 10 \text{ мм}^2$.

Вибираємо кабель АКВВГ 4х10.

Визначаємо фактичний опір проводів

$$r_{\text{фак}} = 0.025 * 3.08 = 0.077 \text{ Ом.}$$

Виконується умова

$$r_{\text{фак}} + r_{\text{прил}} < r_n = 0.22 + 0.077 = 0.297 < 0.6 \text{ Ом,}$$

отже обраний трансформатор струму забезпечить допустиму похибку в межах класу точності 0,5.

7.4 Вибір трансформаторів напруги

Для мережі 10 кВ приймаємо до встановлення трансформатор напруги типу НТМИ–10-66.

Розрахунок навантаження основної обмотки трансформатора представлено в таблиці 16.

Таблиця 16

Прилад	Тип приладів	Потужність однієї котушки, В·А	Кількість котушок	$\cos \varphi$	Кількість приладів	Загальна потужність	
						P, Вт	Q, вар
Амперметр	АМ-2	2	1	1	1	2	-
Вольтметр	АСКО ЦВ-5	1.5	1	1	1	1.5	-
Лічильник активної енергії та реактивної енергії	НИК2303 АРТТ.1400. МС.11	4	4	0,25	7	112	139.5
Всього S _ф						449 ВА	

Номінальна потужність трансформатора напругою 10 кВ для класу точності 0,5 S2 = 100 ВА більше S_{ϕ} , він буде працювати з допустимою похибкою.

8. Розрахунок системи електропостачання цеху

У цьому розділі детально представлені розрахунки та конструктивні рішення системи електропостачання ремонтно-механічного цеху (цеху №8) проєктуемого об'єкту.

8.1 Коротка характеристика розраховуемого цеху

Ремонтно-механічний цех (далі РМЦ) – допоміжне виробниче приміщення (підрозділ) на території основного проєктуемого об'єкту, основне призначення якого – підтримання працездатності основного обладнання підприємства та виготовлення необхідних запасних частин, пристроїв і оснащення.

РМЦ виконує поточний та капітальний ремонт, реконструкцію обладнання (в залежності від встановленого порядку роботи). Виконує механічну обробку деталей, виготовлення інструментів ненормованого типу (не для небезпечних робіт), відновлення зношених деталей та інструментів, займається мало- та середньооб'ємними зварювальними та слюсарними роботами.

Тип виробництва в РМЦ переважно дрібно- та односерійне, багатоопераційні та різнотипні роботи.

Обладнання включає універсальні металорізальні верстати, зварювальні установки та слюсарне обладнання, підймальні механізми різної потужності в залежності від технологічного процесу основного об'єкту.

Потребує висококваліфікованого персоналу, що зумовлене необхідністю виконання різних діагностичних, ремонтних та відновлювальних операцій.

Працює в залежності від вимог основного технологічного процесу, в 1 або 2 зміни при нормальному режимі роботи основного об'єкту, можливий цілодобовий або 3-змінний режим роботи для усунення аварійних ситуацій високої складності та ситуацій, які унеможливають продовження робіт на основному об'єкті.

Робоче навантаження нерівномірне, залежить від стану обладнання основного об'єкту та обсягу заявок на роботи від різних дільниць, цехів та підрозділів.

Робочий процес організований згідно планових ремонтних робіт та оперативних заявок від інших цехів.

Терміновість виконання робіт висока. Як зазначено вище, швидкість виконання робіт РМЦ прямо впливає на простой технологічного процесу основного об'єкту.

8.2 Характеристика електроприймачів РМЦ

Згідно плану РМЦ та даних встановленого обладнання, основні приймачі – електродвигуни верстатів різного призначення. Тобто цей цех має відносно низький загальний коефіцієнт використання та середню розбіжність у потужностях окремих приймачів.

Робочий процес та основне призначення РМЦ призводить до дуже слабкого та не передбачуваного взаємозв'язку в роботі цих споживачів (в залежності від особливості ремонту може знадобитися окремий верстат або майже весь РМЦ).

8.3 Характеристика джерела живлення

Згідно плану РМЦ високовольтні споживачі відсутні, отже весь цех отримує живлення від шин ТП2 напруги 0,4 кВ. Мережа живлення споживачів трифазна, частота напруги живлення 50 Гц.

8.4 Розрахунок електричних навантажень

Хід та дані розрахунків електричних навантажень силових одиничних ЕП методом упорядкованих діаграм наведені у розділі 2 пункті 2.1 та таблиці 1. Потужні установки відсутні, малопотужні можуть бути заживлені від розподільчих щитів в залежності від місця розміщення електроприймача або від шинопроводів.

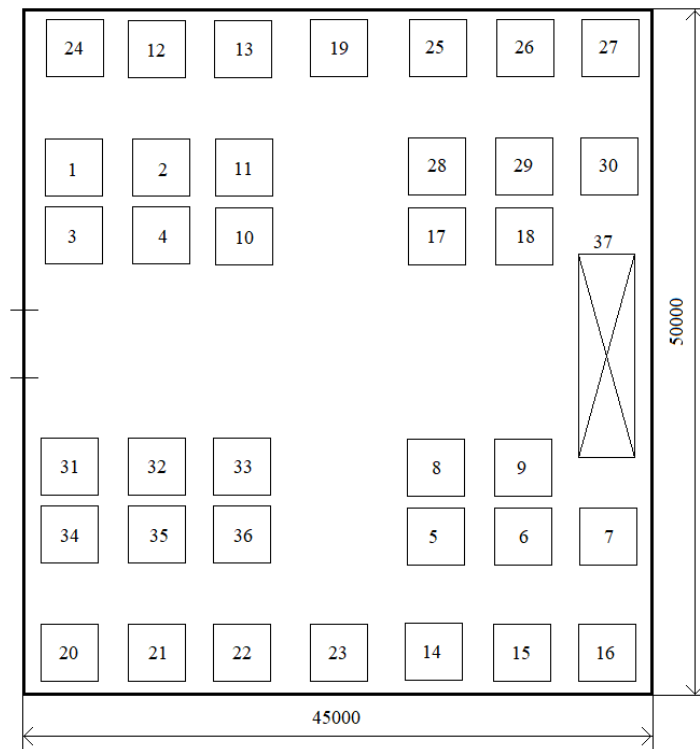


Рисунок 10 – План РМЦ

Для початку потрібно вибрати як саме та які групи споживачів будуть заживлені. Згідно плану (рисунок 10), РМЦ фактично розділений навпіл шляхом руху балкового крану, тобто розподільчі шитки або шини будуть розміщені на стінах біля кутів або ближче до середини північної та південної стін. Одного щиту на освітлення всього цеху може не вистачити через відносно великий розмір, також не бажано прокладати кабелі через середину, де йде кран.

Шинопроводи використовуються для великих струмів (від 630 А) в якості довгих магістралей. Проектуемий РМЦ має розрахункову потужність ≈ 400 кВт (≈ 565 А), майже квадратну форму (45x50 м) та не має окремих потужних споживачів. Економічно доцільним рішенням буде встановлення лише збірних щитків. 4 щитки – 1 на кут, дозволить рівномірно розподілити навантаження, зменшить довжини кабелів до кожного споживача і спростить монтаж, діагностику та ремонт окремих кабелів.

Щити освітлення доцільно зробити 1 біля верстатів 1 та 24, це зменшить протяжність ввідного кабелю, та 2 біля верстатів 34 та 20, що дає змогу збалансовано розподілити світильники по щитам, зменшуючи загальну протяжність кабелів.

Розрахунок навантаження електроприймачів цеху з урахуванням схеми електропостачання рисунок 11 наведено в таблиці 17.

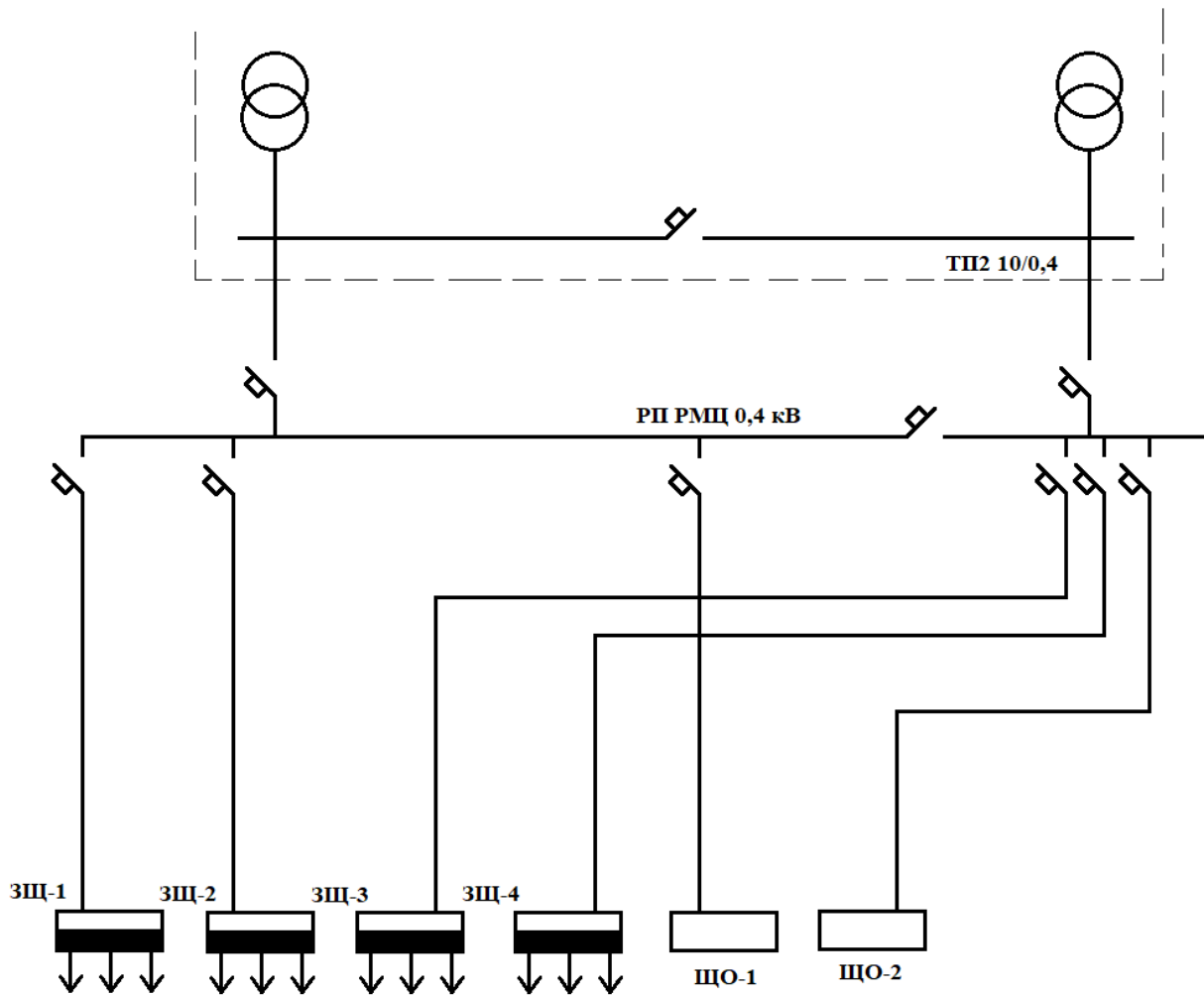


Рисунок 11 - Схема електропостачання споживачів РМЦ

8.5 Розрахунок освітлення РМЦ

Розрахунок освітлення цеху проводиться методом світлового потоку (методом коефіцієнту використання). Повний світловий потік Φ визначається формулою

$$\Phi = K_z * E_{\min} * S * z = 1.35 * 500 * 2250 * 1.12 = 1701000 \text{ лк},$$

де K_z – коефіцієнт запасу, визначається згідно [3];

E_{\min} – мінімальна освітленість, лк;

S – площа виробничого приміщення, m^2 ;

z – коефіцієнт нерівномірності освітлення.

Необхідна кількість світильників визначається формулою

$$N = \frac{\Phi}{\Phi_{\text{св}} * \eta'}$$

де $\Phi_{\text{св}}$ – світловий потік окремого світильника, лк;

η' – коефіцієнт використання світлового потоку, який визначається по довідковим таблицям [3] в залежності від типу прийнятого світильника, коефіцієнтів відбиття від поверхонь приміщення і від індексу приміщення «і», останній визначається за формулою

$$i = \frac{A + B}{(A + B) * h} = \frac{50 * 45}{(50 * 45) * 9} = 0.111,$$

де A , B та h – довжина та ширина цеху, висота підвішення (встановлення) світильників.

Розрахуємо для світильника типу LED 300Вт HIGH BAY 40500lm 6500K PROFESSIONAL

$$N = \frac{1701000}{40500 * 0.2} = 210.$$

Приймаємо розташування рядів вздовж короткої стіни цеху (45м). 15 рядів по 14 світильників в ряду. При відстані між світильниками в ряду 3 м залишкова відстань від кінця ряду до стіни буде 1,5 м. Для відстані між рядами потрібно врахувати наявність та шлях крану-балки, який рухається по центру цеху, оскільки в його межах встановлення світильників неможливе та мінімальна освітленість нижча. Центральний ряд (ряд №8), який би був розміщений прямо по центру шляху крана, можна не встановлювати, натомість допускається приблизити інші ряди до центру цеху через наявність запасу освітленості. Тоді при відстані між рядами 3,5 м та від крайніх рядів до зони руху крану 0,5 м, відстань від крайнього ряду до стіни буде 1,5 м.

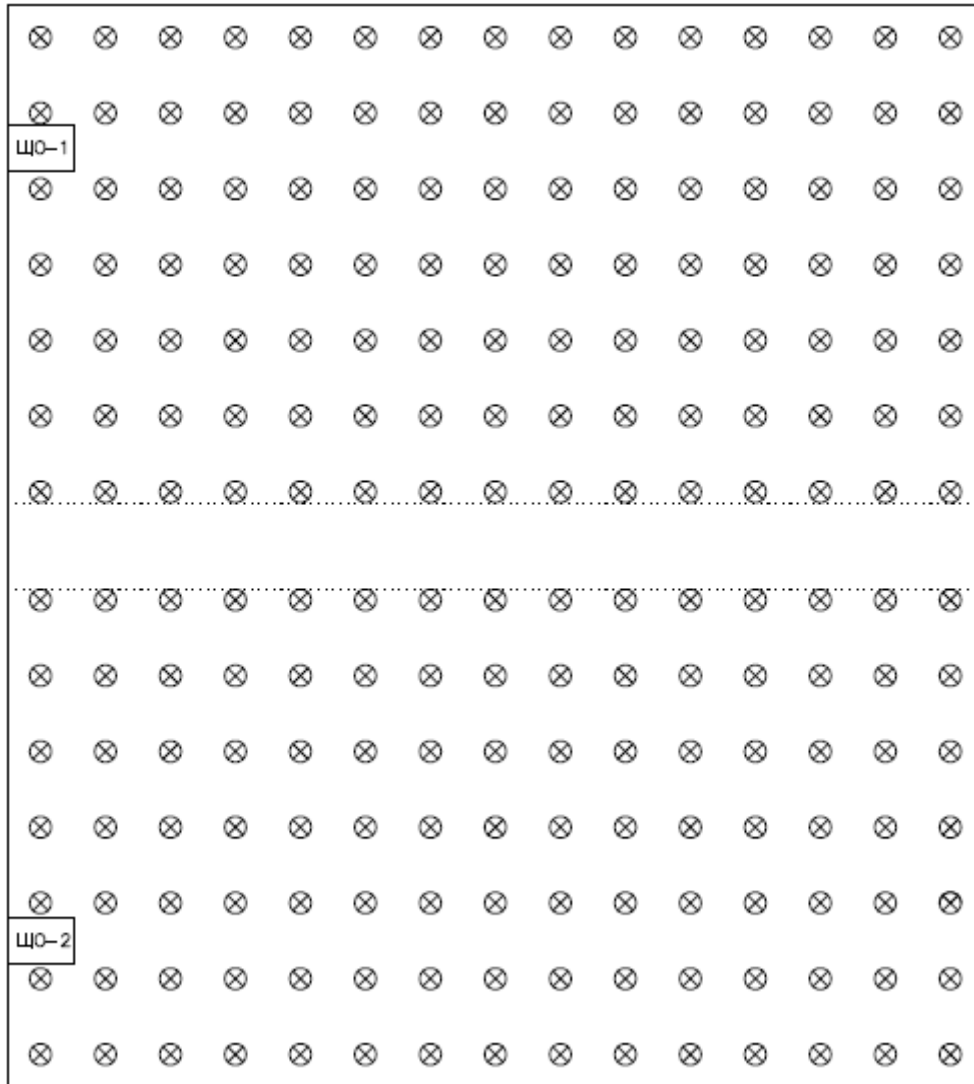


Рисунок 12 розміщення світильників в РМЦ

Після прийняття схеми розміщення світильників проводиться перевірка освітленості в найбільш характерній точці точковим методом по кривим просторових ізолюкс прийнятого світильника згідно формули

$$E = \frac{\Phi_{\text{св}} * \mu * \sum_{i=1}^n ei}{1000 * \text{кз}},$$

де μ – коефіцієнт неврахування освітленості від інших світильників;

$\sum_{i=1}^n ei$ – сума освітленості від світильників згідно кривих просторових ізолюкс, лк;

n – к-ть врахованих світильників.

Отримане значення освітленості не повинно бути меншим ніж на 10 % значення мінімальної освітленості.

Для точки між 4-ма рівновіддаленими світильниками

$$E = 517.3 \text{ лк} \geq 500 * 0.9 = 450;$$

для точки посередині шляху крану між 4-ма рівновіддаленими світильниками

$$E = 451.95 \geq 450 \text{ лк.}$$

При даному розташуванні світильників умови освітленості виконуються.

Визначаємо активну та реактивну потужності освітлення

$$P_{\text{осв}} = P_{\text{ном}} * N * K_{\text{в}} = 300 * 196 * 0.3 = 17.64 \text{ кВт},$$

$$Q_{\text{осв}} = P_{\text{осв}} * \text{tg}\varphi = 17.64 * 0.329 = 5.804 \text{ квар.}$$

8.6 Вибір струмовідних частин

Система живлення вибирається за струмом навантаження групи споживачів тобто обирається тип струмопроводу відповідного перерізу, або відповідний кабель живлення.

Вибрана мережа живлення перевіряється на допустиму втрату напруги в найбільш віддаленій точці, при цьому втрата напруги не повинна перевищувати 5% номінальної напруги (з врахуванням втрати напруги в трансформаторі – 10% номінальної напруги).

Також оскільки ТП2, яка живить РМЦ не знаходиться безпосередньо біля РМЦ, потрібно вибрати кабель від шин 0,4 кВ ТП2 до шин РП РМЦ.

Для вибору кабелів живлення силових розподільчих пунктів та щитів освітлення використовується метод економічної густини струму [4] як у розділі 5 пункті 5.4.

Кабелі живлення ЕП після розподільчих пунктів вибираються згідно максимально допустимого довготривалого струму (робочого струму ЕП).

Розрахунок мережі живлення споживачів цеху наведений в таблиці 18.

Таблиця 18.

ЕП на плані	Ін, А	Ідоп, А	Фек, мм ²	Марка провідника
РП РМЦ	540	939	599	3хАВВГ 3х185+1х95
ЗЩ - 1	231,19	369	256,87	АВВГ 3х240+1х120
ЗЩ - 2	107,36	236	119,2	АВВГ 3х120
ЗЩ - 3	97,6	236	108,4	АВВГ 3х120
ЗЩ - 4	102,48	236	113,8	АВВГ 3х120
ОЩ -1	13,4	67	14,8	АВВГ 3х16
ОЩ -2	13,4	67	14,8	АВВГ 3х16
	Ін 1 ЕП, А		Fmin, мм ²	
ЕП №1-4	73,13	88	25	АВВГ 3х25
ЕП №5-9	28,87	50	10	АВВГ 3х10
ЕП №10,11	48,11	67	16	АВВГ 3х16
ЕП №12	134,72	167	70	АВВГ 3х70
ЕП №13	63,51	67	16	АВВГ 3х16
ЕП №14-16	59,66	67	16	АВВГ 3х16
ЕП №17,18	34,64	50	10	АВВГ 3х10
ЕП №19	36,57	50	10	АВВГ 3х10
ЕП №20-23	38,49	50	10	АВВГ 3х10
ЕП №24	105,85	136	50	АВВГ 3х50
ЕП №25-27	38,49	50	10	АВВГ 3х10
ЕП №28-30	28,87	50	10	АВВГ 3х10
ЕП №31-36	30,79	50	10	АВВГ 3х10
ЕП №37	67,36	88	25	АВВГ 3х25

8.7 Розрахунок струмів короткого замикання

При розрахунках струмів короткого замикання в мережах до 1000 В враховуються всі активні і реактивні елементи мереж, включаючи опори трансформаторів струму, автоматичних вимикачів, перехідних опорів контактних з'єднань.

Розрахункова схема і схема заміщення для розрахунків струму КЗ приведена на рисунку 13.

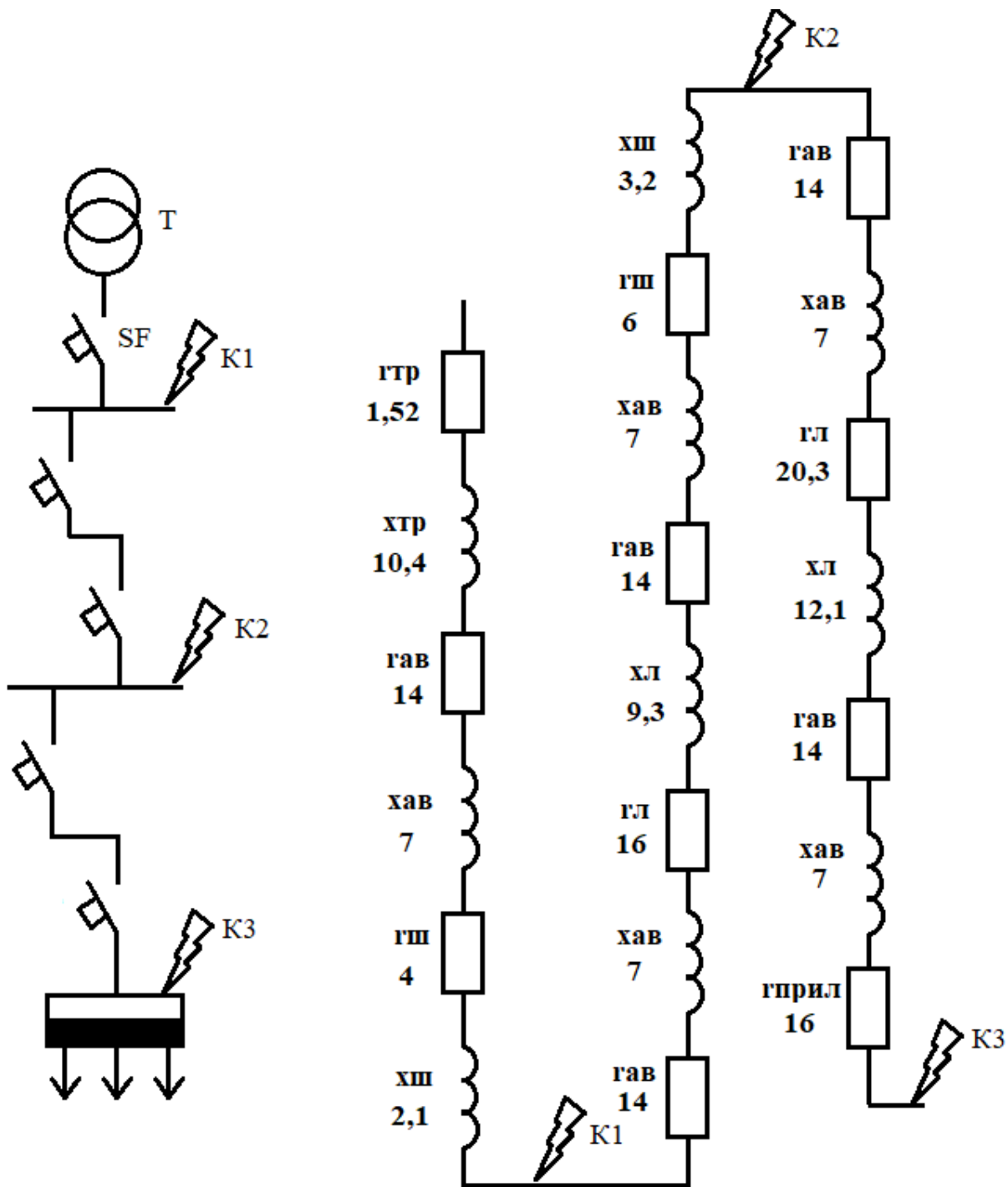


Рисунок 13 електрична схема та схема заміщення частини мережі 0,4 кВ

Величина струму для даного типу КЗ визначається згідно

$$I_{кз} = \frac{U_0}{\sqrt{3} * Z'}$$

де U_0 – напруга холостого ходу вторинної обмотки трансформатора, В,
 $1,05 * U_n$.

$U_0 =$

$$Z = \sqrt{\sum_{i=1}^n r_i^2 + \sum_{i=1}^n x_i^2}.$$

Використовуючи схему знаходимо опір та результуючий струм КЗ

- Точка К1

$$Z = 152.007 \text{ мОм}; I_{кз} = 1.595 \text{ кА}.$$

- Точка К2

$$Z = 83.361 \text{ мОм}; I_{кз} = 2.909 \text{ кА}.$$

- Точка К3

$$Z = 27.591 \text{ мОм}; I_{кз} = 8.789 \text{ кА}.$$

8.8 Вибір апаратів напругою 380 В

Захист кабельних ліній, живлячих електроштити, виконується АВ.

Умовами вибору є

$$I_{нтр} \geq 1.1 * I_p;$$

$$I_{нер} \geq 1.25 * I_p;$$

де $I_{нтр}$ – струм спрацювання теплового розчіплювача;

$I_{нер}$ – струм спрацювання електромагнітного розчіплювача;

I_p – нормальний робочий (розрахунковий) струм ЕП;

I_p – піковий струм ЕП.

Для прикладу взято розрахунки АВ для ЕП 37 (кран-балка):

$$I_p = \frac{P_{ном}}{\sqrt{3} * U_{ном} * \cos\varphi} = \frac{35}{\sqrt{3} * 0.4 * 0.75} = 67.36 \text{ А}.$$

$$I_p = K_p * I_p = 6 * 67,36 = 404,16 \text{ А},$$

де K_p – коефіцієнт пускового струму ЕП; для щитів береться найбільший показник I_p із підключених ЕП.

Розрахункові параметри АВ:

$$I_{нтр} \geq 1.1 * 67.36 = 74 \text{ А};$$

$$I_{нер} \geq 1.25 * 404.16 = 505.2 \text{ А}.$$

Найкращим для даного типу ЕП буде АВ з характеристикою (кривою) відключення D.

Вибираємо АВ типу

ВА 47-100 3р 80А 10 кА D.

Результати вибору зводяться у таблицю 19.

Таблиця 19

Об'єкт захисту АВ	Тип АВ	I_p , А	$I_p * 1,1 \leq I_{нтр}$, А	$I_p * 1,25 \leq I_{нер}$, А
РП РМЦ	SVT50-3-0630-35	540	594<756	842<6300
ЗЩ-1	SVA40-3-0315-U	231,19	254<378	842<3150
ЗЩ-2	SVA4410-3-0125	107,36	118<150	505<1250
ЗЩ-3	SVA4410-3-0125	97,6	107<150	241<1250
ЗЩ-4	SVA4410-3-0125	102,48	113<150	373<1250
ЩО-1	MVA40-3-016-C-U	13,4	14,5<24	16,75<400
ЩО-2	MVA40-3-016-C-U	13,4	14,5<24	16,75<400
ЕП №1-4	MVA40-3-080-D-U	73,13	80<96	457<800
ЕП №5-9	MVA40-3-032-D	28,87	32<38,4	180<320
ЕП №10,11	MVA40-3-063-D-U	48,11	53<75,6	300<630
ЕП №12	MVA50-3-125-D-U	134,72	148<150	842<1250
ЕП №13	MVA40-3-063-D-U	63,51	70<75,6	397<630
ЕП №14-16	MVA40-3-063-D-U	59,66	66<75,6	373<630
ЕП №17,18	MVA31-3-040-D	34,64	38<48	217<400
ЕП №19	MVA31-3-040-D	36,57	40<48	229<400
ЕП №20-23	MVA31-3-040-D	38,49	42<48	241<400
ЕП №24	MVA50-3-125-D-U	105,85	116<150	662<1250
ЕП №25-27	MVA31-3-040-D	38,49	42<48	241<400
ЕП №28-30	MVA40-3-032-D	28,87	32<38,4	180<320
ЕП №31-36	MVA40-3-032-D	30,79	34<38,4	192<320
ЕП №37	MVA40-3-080-D-U	67,36	74<96	505<800

8.9 Перевірка мережі на захищеність

Виконаємо дану перевірку згідно умови

$$K_{сн} * I_{доп} \geq K_{зах} * I_{зах},$$

де $K_{сн}$ – поправний коефіцієнт, що дорівнює одиниці для умов цеху;

$I_{доп}$ - тривалодопустимий струм провідника;

$K_{зах}$ – коефіцієнт захисту, що дорівнює 1,0 для теплового та 0,22 для електромагнітного розчиплювачів;

$I_{зах}$ – струм спрацювання апарату захисту, А.

Перевіряється правильність захисту від струмів короткого замикання, для чого порівнюється величина струму короткого замикання в точці розташування автоматичного вимикача з величиною номінального струму електромагнітного розчеплювача автоматичного вимикача, відношення вказаних величин повинно бути не менше 1,5.

Приклад перевірки проведено для кабеля живлення ЗЩ-3, АВВГ 3х35.

$I_{доп} = 127$ А; $K_{сн} = 1$; $I_{зах} = 1250$ для електромагнітного захисту.

$$1 * 127 \geq 0.22 * 1250; \frac{275}{127} = 2,16 > 1,5.$$

Умова захисту виконується.

Проводиться перевірка для кожного провіднику та при необхідності вибирається новий провідник.

8.10 Вибір відпайок трансформатора цехової трансформаторної підстанції

Оскільки серед електроприймачів заводу відсутні електроприймачі, що значно впливають на якість електроенергії, то перевіримо обрану цехову мережу на допустимі відхилення напруги у споживачів.

Розрахункова схема зображена на рисунку 9.

Розрахунки по відхиленню напруги виконуємо для режимів мінімальних та максимальних навантажень.

В режимі максимальних навантажень напруга на зажимах найбільш віддалених електроприймачів не повинна бути нижче 95% від номінальної. В режимі максимальних навантажень обмеження йде зі сторони верхньої допустимої межі напруги. При цьому напруга на шинах 0,4 кВ ТП не повинна перевищувати 5% номінальної напруги.

За максимальні беремо максимальні розрахункові навантаження, а за мінімальні – 30 % від максимальних.

Для режиму максимальних навантажень усталене відхилення напруги знаходиться за формулою

$$\Delta U_{\text{макс}} = E_{\text{T}} - \left(\Delta U_{\text{T}} + \sum_{i=1}^m U_{\text{л}} + \Delta U_{\text{с}} \right) \geq -5\%,$$

де E_{T} - величина змінення напруги на регульованих відгалуженнях трансформатора, %;

ΔU_{T} – втрата напруги в трансформаторі, %;

$\sum_{i=1}^m U_{\text{л}}$ – сумарна втрата напруги в магістральних лініях до споживача, %;

$\Delta U_{\text{с}}$ – втрата напруги в мережі найвіддаленішого споживача, %;

Величина ΔU_{T} (%) знаходиться по формулі

$$\Delta U_{\text{T}} = \frac{S_{\text{м}}}{S_{\text{н. тр.}}} * (U_{\text{а}} * \cos\varphi + U_{\text{р}} * \sin\varphi),$$

де $S_{\text{м}}$ – максимальна потужність на стороні НН трансформатора, кВА;

$S_{\text{н. тр.}}$ – номінальна потужність трансформатора, кВА;

$U_{\text{а}} = \frac{100 * \Delta P_{\text{кз}}}{S_{\text{н. тр.}}}$ – активна складова напруги КЗ трансформатора, %;

$U_{\text{р}} = \sqrt{U_{\text{кз}}^2 - U_{\text{а}}^2}$ – реактивна складова втрат напруги КЗ трансформатора.

Формула для режиму мінімальних навантажень відхилення напруги

$$\Delta U_{\text{мін}} = E_{\text{T}} - K_{\text{з}} * \left(\Delta U_{\text{T}} + \sum_{i=1}^m U_{\text{Л}} + \Delta U_{\text{С}} \right) \leq +5\%,$$

де $K_{\text{з}} = 0,3$ – коефіцієнт завантаження в режимі мінімальних навантажень.

Виконавши розрахунки без E_{T} отримуємо

$$\Delta U_{\text{макс}} = -12\%$$

$$\Delta U_{\text{мін}} = -4\%.$$

Для ТМЗ – 1000/10/0,4 регулювання виконується в інтервалах 2,5%. Вибираємо уставку +7,5%:

$$\Delta U_{\text{макс}} = -4,5\% > -5\%$$

$$\Delta U_{\text{мін}} = +3,5\% < +5\%.$$

9 Якість електричної енергії

Згідно розрахункової схеми (рисунок 11) вважаємо, що напруга на стороні 10 кВ підстанції при використанні трансформатора з РПН при будь-якому режимі роботи є номінальною.

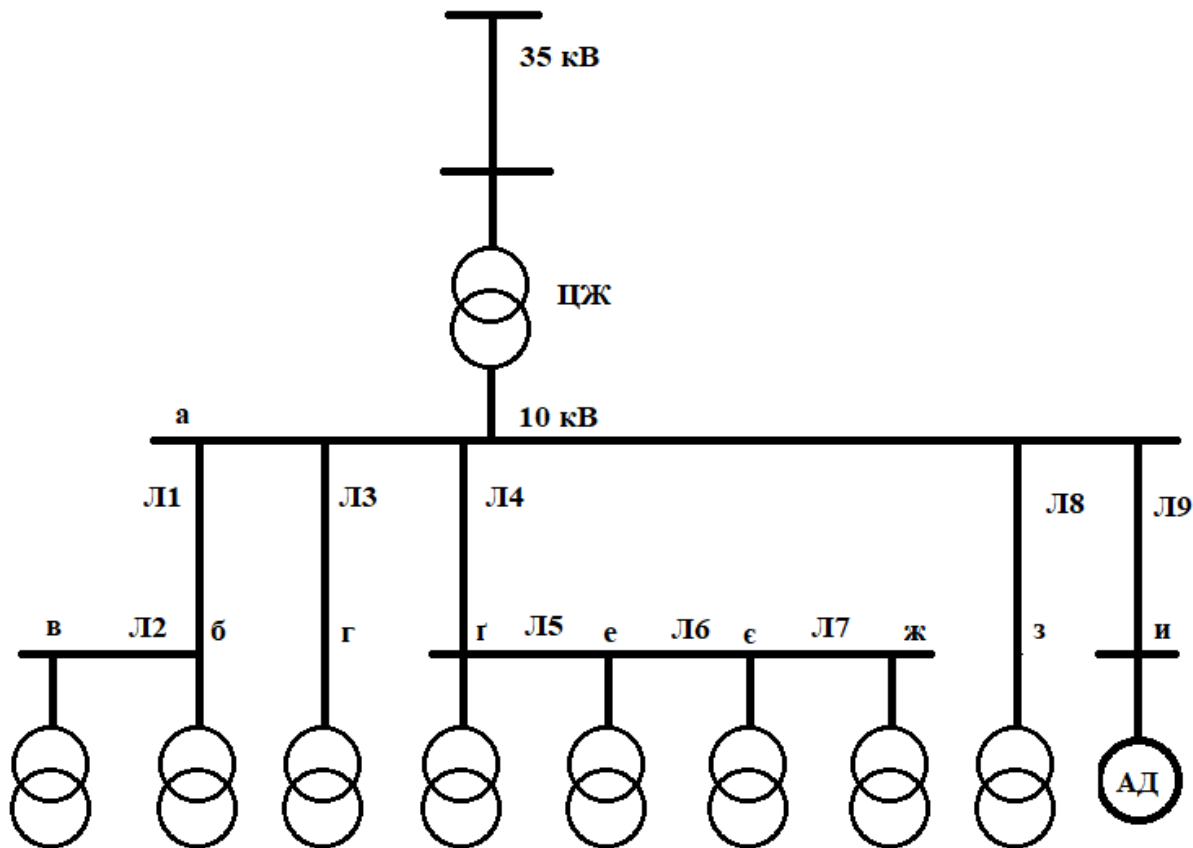


Рисунок 14 – Електрична схема для якості

Розрахунком визначається межі відхилень напруги в центрі живлення, за який вважається трансформатор ГПП.

Розрахунок виконуємо для двох режимів – нормального та післяаварійного. Нижня межа допустимого відхилення напруги на шинах РП 10 кВ δU_- – в нормальному режимі визначається в режимі максимальних навантажень для ЕП напругою 0,38 кВ у точці «з»:

$$\delta U_- = \Delta U_{т.тп2} * K_{тмін} + \Delta U_{ЦЖа} + \Delta U_{аз}.$$

При цьому приймаємо, що напруга на шинах 0,4 кВ віддаленої ТП 2, не повинна бути нижче номінальної. Приймаємо мінімальний коефіцієнт трансформації $K_{тмін} = 25$. Втрати напруги на ділянках мережі розраховуємо для режиму максимальних навантажень по формулі:

$$\Delta U_i = \frac{P_i * r_{0i} * l_i + Q_i * x_{0i} * l_i}{U_{вном}} * 10^3,$$

де P_i , Q_i – активна та реактивна потужності i -ої ділянки мережі, кВт, квар;

$U_{вном} = 10$ кВ – номінальна напруга ГРП;

r_0 x_0 – питомі опори кабелів, Ом/км;

l_i – довжина i -ої ділянки мережі, км.

Верхню межу допустимого відхилення напруги δU_+ визначаємо в режимі мінімальних навантажень в точці «б».

$$\delta U_+ = \Delta U_{т. тп31} * K_{тмін} + \Delta U_{ЦЖа} + \Delta U_{аб}.$$

При цьому приймаємо максимальний коефіцієнт трансформації $K_{тмакс} = 27,6$ для трансформатора ТП31, потім напругу на i -их ділянках мережі, розраховуємо для режиму мінімальних навантажень. Навантаження в цьому режимі приймаємо рівним 30 % навантажень режиму максимальних навантажень.

При отриманій межі допустимих відхилень напруги

$$\delta U_- = 4.7\%$$

$$\delta U_+ = 1.02\%$$

діапазон регулювання складатиме (1,02 – 4,7).

Для післяаварійного режиму мережі та в самому несприятливому випадку сумарні втрати напруги подвоюються.

В цьому випадку, наприклад, межі допустимих відхилень напруги складатимуть

$$\delta U_{-} = 10.3\%$$

$$\delta U_{+} = 2.4\%$$

це означає, що діапазон регулювання складає (2,4 – 10,3).

Межі регулювання РПН трансформатору ТДН-16000/35/10 складають $\pm 12\%$ ($\pm 8 \times 1,5\%$). Таким чином отримані діапазони відхилення напруги в нормальному та післяаварійному режимах знаходяться в межах зони регулювання трансформаторів ГПП. Додаткові засоби регулювання напруги не потрібні.

10. Розрахунок релейного захисту високовольтних двигунів компресорної

10.1 Вимоги щодо захисту двигунів

На проектуемому об'єкті присутні асинхронні двигуни високої напруги (10 кВ) різних потужностей (200-400 кВт). Оскільки встановлена кількість двигунів низька (1-2 кожної потужності, не враховуючи резервні), захист від різних пошкоджень та неправильної роботи має високий пріоритет.

Поломки двигунів різних типів становлять до 30% загальної кількості пошкоджень з високовольтного обладнання, з найчастішим пошкодженням саме обмотки статора. Такими поломками можуть бути:

- міжфазне к.з. в обмотках статора;
- виткове замикання обмотки статора;
- однофазне к.з. на землю (для двигунів мереж з ізолюваною нейтраллю);
- подвійні замикання на землю різних фаз мережі;
- (для синхронних двигунів) замикання в двох місцях обмотки збудження.

Найнебезпечнішими є міжфазні к.з. в обмотці статора, які супроводжуються значним рівнем струмів в обмотках, що призводить до пошкодження обмотки та виплавлення активної сталі з осердя статора. Ремонт двигунів з пошкодженим статором вимагає значних витрат – необхідно повністю розбирати двигун, розшихтовувати магнітопровід статора та замінювати пошкоджені елементи – сталі листи, обмотку статора тощо. Крім того, такі пошкодження супроводжуються значним пониженням рівня напруги в місці приєднання двигуна, що негативно впливає на споживачі, які паралельно працюють. Тому захисти від таких пошкоджень повинні діяти на вимкнення пошкодженого двигуна від мережі без витримки часу. Для синхронних двигунів цей захист повинен ще діяти на гасіння поля двигуна. Вимірні органи захисту повинні реагувати на струм, що протікає від джерела живлення до місця пошкодження в двигуні.

За виткових замикань обмотки статора в короткозамкнених витках можуть циркулювати струми, співвимірні зі струмами міжфазних к.з., що також призводять до значних пошкоджень двигуна. Особливістю цього режиму є незначна зміна фазних струмів живлення, що ускладнює виконання захисту. Тому захисти від таких пошкоджень, як і за міжфазних к.з., повинні діяти на вимкнення пошкодженого двигуна від мережі без витримки часу.

Для двигунів, що працюють у мережі з ізольованою або компенсованою нейтраллю, однофазні замикання супроводжуються порівняно незначним рівнем струму замикання (від кількох до декількох десятків А). Тому такі пошкодження є менш небезпечними для двигунів, ніж міжфазні к.з. чи виткові замикання. Як свідчить досвід експлуатації, небезпечними для двигунів є струми замикання на землю, більші ніж 5 А. Струми замикання менші, ніж 5 А не спричиняють значних пошкоджень у двигунах: пошкодження ліквідують, зазвичай, без заміни шихтованих листів магнітопроводу статора. Тому захисти від таких пошкоджень можуть діяти на сигнал. Коли струм замикання більший, ніж 5 А, можливе виплавлення сталі та міді за рахунок виникнення дуги в місці пошкодження, що призводить до значних пошкоджень двигуна. Тому за струмів замикання на землю 5 А та більше, захист повинен діяти на вимкнення двигуна від мережі, але він може діяти з витримкою часу. Без витримки часу таке пошкодження необхідно ліквідувати, коли двигун працює в умовах підвищеної небезпеки ураження електричним струмом людей.

За металевого замикання на землю в мережах з ізольованою або компенсованою нейтраллю фазні напруги непошкоджених фаз збільшуються до величини лінійної напруги. За однофазного замикання через переміжну дугу, значення напруг непошкоджених фаз може досягати чотирикратної величини – щодо номінальної фазної напруги. Таке підвищення напруги може зумовлювати пошкодження і іншого електрообладнання, яке працює в цей час у мережі. Крім цього, таке підвищення напруги може спричинити пробій ізоляції на іншій фазі в мережі та призвести до подвійного замикання. У такому разі виникає подвійне замикання на землю в різних місцях мережі, яке супроводжується значним рівнем струмів к.з. На такі пошкодження реагують захисти від міжфазних к.з. – струмові відсічки або МСЗ.

Якщо за подвійного замикання на землю, одне замикання є в обмотці статора двигуна, то через цю обмотку протікатиме струм, співвимірний із струмом міжфазного к.з. Тому захист у такому разі повинен без витримки часу діяти на вимкнення двигуна від мережі.

Двигуни потужністю до 5000 кВт захищають від міжфазних к.з. в обмотці статора струмовою відсічкою без витримки часу. Для захисту двигунів потужністю до 2000 кВт застосовують двофазну однорелейну схему.

10.2 Розрахунок диференційного захисту [14]

Струм спрацювання:

$$I_{сз} = K_{від} * I_{нб} = 1.9 * 2.872 = 5.46 \text{ А,}$$

де $K_{від}$ – коефіцієнт відведення (1,8-2);

$I_{нб}$ – струм небалансу, зумовлений похибкою та різнотипністю трансформаторів струму, впливом аперіодичної та періодичної складових струму за режиму пуску двигуна

$$I_{нб} = K_{одн} * \epsilon * K_{кап} * I_{ном\ дв} = 1 * 0.1 * 1 * 28.72 = 2.872 \text{ А,}$$

де $K_{одн}$ – коефіцієнт однотипності для трансформаторів струму для одно- (0,5) та різнотипних (1) ТС;

ϵ – відносна похибка ТС;

$K_{кап}$ – коефіцієнт врахування аперіодичної сталої для обраного реле.

Згідно дослідів та досвіду експлуатації дійсне значення струму небалансу є більшим, що призводить до хибної роботи захисту. Це зумовлене різним навантаженням на трансформатори струму, що утворюють плечі захисту, за рахунок різної довжини з'єднувальних проводів між трансформаторами струму та реле, що призводить до насичення магнітопроводу більше навантаженого трансформатора струму аперіодичною складовою струму за режимів пуску та самозапуску двигуна.

Для якісного розрахунку струму захисту потрібно враховувати:

$K_{сх}$ - коефіцієнт схеми з'єднання вторинних обмоток трансформаторів струму;

$K_{та}$ - коефіцієнт трансформації трансформатора струму;

$K_{пуск}$ – відношення пускового струму до робочого;

за формулою

$$I_{сз} = \frac{K_{сх} * I_{нб} * K_{пуск} * I_{ном\ дв}}{K_{та}} = 8.48 \text{ А.}$$

10.3 Захист від перевантажень [14]

Для захисту двигунів від перевантаження, переважно, застосовують струмові захисти з залежною або незалежною витримкою часу, додатково повинні використовуватися температурні датчики, що контролюють температуру критичних місць двигуна. Такий захист оптимально використовує теплову характеристику двигуна. Однак такий варіант захисту дорогий і його технічно важко реалізувати. Тому, зазвичай, застосовують струмовий захист. Це опосередковий захист, що контролює струм обмотки статора, що, переважно, є причиною перегрівання обмоток двигуна. Доцільно застосовувати струмовий захист з залежною характеристикою витримкою часу, яка за часом близька до теплової характеристики двигуна.

Струм спрацювання захисту від перевантажень розраховується формулою:

$$I_{сз} = \frac{K_{від} * I_{д. довг. доп}}{K_{пов}} = \frac{1.15 * 1.1 * 28.72}{0.9} = 40.37 \text{ А,}$$

де $K_{від}$ – коефіцієнт відведення, =1,05 при дії на сигнал, 1,1-1,2 при дії на вимкнення;

$K_{пов}$ – коефіцієнт повернення реле;

$I_{д. довг. доп}$ – довготривалий допустимий струм двигуна, зазвичай цей показник розраховується як $1,1 * I_{ном}$, тобто при відхилення напруги $\pm 10\%$, але для деяких двигунів він однаковий $I_{ном}$.

Витримку часу захисту від перевантаження двигуна визначають з умови відведення від часу пуску та самозапуску двигуна

$$t_{сз} = 1.3 * T_{пуск} = 1.3 * 4.3 = 5.59 \text{ с.}$$

10.4 Захист мінімальної напруги [14]

Для такої групи двигунів вимірний орган захисту мінімальної напруги є спільним для всіх двигунів секції і його встановлюють, зазвичай, в комірці трансформатора напруги цієї секції. Такий захист зумовлений специфікою технологічного процесу.

Захист виконують триступеневим.

Перший ступінь діє на зупинення всіх невідповідальних механізмів – з метою забезпечення успішного самозапуску всіх відповідальних двигунів. Час спрацювання цього ступеня становить 0,5–1 с, а напругу спрацювання визначають як

$$U_{1сз} = 0.7 * U_{ном} = 0.7 * 10500 = 7350 \text{ В.}$$

Другий ступінь діє на вимкнення частини відповідальних двигунів, що зупинились за довготривалої відсутності напруги і самозапуск яких не можна здійснити за умов технологічного процесу. Крім того, другий ступінь може бути використаний для автоматичного вводу резерву (АВР) – заміни вимкнених механізмів резервними, що живляться від інших джерел живлення. Час спрацювання другого ступеня становить 0,3–0,9 с, а напругу спрацювання визначають як

$$U_{2сз} = 0.5 * U_{ном} = 0.5 * 10500 = 5250 \text{ В.}$$

Третій ступінь виконує функцію пускового органа АВР, що з витримкою часу подає живлення на дану секцію від резервного вводу джерела живлення. Час спрацювання цього ступеня дорівнює часу спрацювання релейного захисту основного вводу, через який здійснюють живлення цієї секції. Напругу спрацювання третього ступеня визначають як

$$U_{3сз} = 0.25 * U_{ном} = 0.25 * 10500 = 2625 \text{ В.}$$

10.5 Захист від однофазних к.з. на землю [14]

Потужні асинхронні двигуни напругою 6 кВ, 10 кВ живляться від мереж з ізольованою нейтраллю. Це, як зазначено в попередніх розділах, мережі з малими струмами замикання на землю. Захисти двигунів від замикань на землю в таких мережах – струмові захисти, що реагують на струм нульової послідовності. Вимірний орган струмового захисту реле КА приєднують до вторинної обмотки трансформатора струму нульової послідовності ТАН. Магнітопровід трансформатора струму ТАН

охоплює всі струмопроводи кабеля. Тому магнітний потік у цьому магнітопроводі визначається сумою струмів всіх струмопроводів кабеля, що, як відомо, дорівнює потроєному струму нульової послідовності. За нормального режиму, а також пошкоджень, не пов'язаних з землею, сума всіх трьох фазних струмів кабеля і відповідний їй магнітний потік осердя трансформатора струму ТАН дорівнюють нулю – у вторинній обмотці ТАН не буде індукуватись ЕРС і реле КА не працюватиме. Насправді у вторинній обмотці ТАН протікатиме незначний струм небалансу, що недостатній для спрацювання реле КА. За замикання на землю симетрія напруг жил кабеля відносно землі порушується – в струмах жил кабеля виникає складова нульової послідовності. У магнітопроводі трансформатора струму ТАН створюється магнітний потік, пропорційний сумі струмів нульової послідовності жил кабеля. Цей магнітний потік наведе у вторинній обмотці ТАН ЕРС. За дії цієї ЕРС по обмотці реле КА протікатиме струм – реле спрацює і подіє на вимкнення двигуна від мережі.

Первинний струм спрацювання захисту від замикань на землю вибирають з умови відведення від власного ємнісного струму нульової послідовності кабеля

$$I_{сз} = K_{від} * K_{к} * I_{с} = 1.2 * 1.7 * (8.983 + 1.566) = 21.52 \text{ А},$$

де $K_{від} = 1,2$ – коефіцієнт відведення; $K_{к}$ – коефіцієнт кидку ємнісного в момент замикання на землю для реле;

$I_{с} = I_{сд} + I_{сл}$ – ємнісний струм приєднання;

$$I_{сд} = 0.0172 * \frac{P_{ном}}{\eta * \cos\varphi} = 0.0172 * \frac{400}{93.4 * 82.4} = 8.983 \text{ А};$$

$$I_{сл} = L * n * I_{с0} = 0.675 * 2 * 1.16 = 1.566 \text{ А}.$$

11. Охорона праці

11.1 Заходи з електробезпеки при встановленні масляних трансформаторів на машинобудівному заводі

В роботі розглядається забезпечення електросиловим обладнанням окремих ділянок заводу.

В тому числі серед обладнання є силові трансформатори:

- трансформатори ТМЗ 1000/10/0,4 на ТП живлення головного корпусу, адміністративно-побутових будівель, компресорної, ремонтно-механічного цеху, матеріального складу, ЦЗЛ та насосної;
- трансформатори ТМЗ 1600/10/0,4 на ТП живлення інструментальних цехів, ковальського та термічного цехів;
- трансформатори ГПП типу ТДНС 16000/35/10.

11.2 Організаційні заходи з електробезпеки під час експлуатації масляних трансформаторів

Організаційними заходами з безпечної експлуатації масляних трансформаторів є:

- 1) оформлення роботи нарядом-допуском, розпорядженням або переліком робіт, що виконуються в порядку поточної експлуатації;
- 2) допуск до роботи;
- 3) нагляд під час роботи;
- 4) оформлення перерви в роботі, переводу на інше робоче місце, а також закінчення роботи.

За вимогами і заходами безпеки, роботи в електроустановках поділяються на 3 категорії: зі зняттям напруги; без зняття напруги на струмопровідних частинах або поблизу них; без зняття напруги на безпечній відстані від струмопровідних частин, що перебувають під напругою.

Роботи в електроустановках за вимогами щодо організації їх безпечного виконання поділяються на такі, що виконуються: за нарядом допуска, за розпорядженням, в порядку поточної експлуатації.

11.3 Технічні заходи з електробезпеки під час експлуатації масляних трансформаторів

Технічні засоби і заходи з електробезпеки при обслуговуванні масляних трансформаторів реалізуються в конструкції електричної установки при їх розробці, виготовленні та монтажі відповідно до чинних нормативів.

Приміщення розподільних установок, що мають обладнання, яке перебуває під напругою або на яке може бути подана напруга, та приміщення сторонніх організацій, які прилягають до цих приміщень, повинні бути ізольованими від останніх і мати окремий вихід, який замикається.

Кабельні канали й наземні кабельні лотки повинні бути закриті негорючими плитами з межею вогнестійкості відповідно до вимог ПУЕ та будівельних норм. Місця виходу кабелів з кабельних каналів, з поверхів і переходи між кабельними відсіками повинні бути ущільнені вогнетривким матеріалом. Для запобігання потраплянню у приміщення РУ тварин і птахів усі отвори і прорізи в зовнішніх стінах закривають сітками або ущільнюють.

Покриття підлоги приміщень підстанцій повинно бути таким, щоб виключалась можливість утворення цементного пилу. Щитові РУ та інше обладнання повинні бути пофарбовані у світлі тони.

Тунелі, підвали, канали необхідно утримувати в чистоті, а дренажні пристрої повинні забезпечувати безперешкодне відведення води. Маслоприймачі, гравійна підсипка, дренажі та масловідводи необхідно утримувати в справному стані. Гравійна підсипка в разі забруднення або замаслення повинна бути промита або замінена.

Струмівідні частини пускорегулювальних апаратів та апаратів захисту повинні бути захищені від випадкового торкання. У спеціальних приміщеннях (електромашинних, щитових тощо) допускається відкрите встановлення апаратів без захисних кожухів.

Відстань від струмовідних частин до дерев, високого чагарнику має відповідати Правилам охорони електричних мереж.

Електрообладнання усіх видів і напруг повинно задовольняти умови роботи як для номінальних режимів, так і для коротких замикань, перенапруг та перевантажень.

За температурою роз'ємних з'єднань шин РУ повинен бути організований контроль відповідно до графіка, затвердженого особою, відповідальною за електрогосподарство.

Рівень масла в вимірювальних трансформаторах і негерметичних вводах повинен залишатись у межах шкали маслопоказчиків за максимального і мінімального значень температур навколишнього повітря.

У герметичних вводах контроль значень тиску масла проводять за показами манометрів.

Масло негерметичних вводів, вимірювальних трансформаторів зовнішнього розташування повинно бути захищеним від зволоження та окислення.

На всіх ключах, кнопках і ручках керування повинні бути написи, що вказують на операцію, для якої вони призначені («Увімкнути», «Вимкнути», «Зменшити», «Збільшити» тощо).

Вимикачі та їх приводи повинні мати показчики вимкненого та увімкненого положень. На вимикачах з умонтованим приводом або з приводом, розташованим у безпосередній близькості від вимикача і не відділеним від нього суцільним непрозорим огородженням (стінкою), допускається встановлення одного показчика — на вимикачі або на приводі. На вимикачах, зовнішні контакти яких чітко вказують на увімкнене положення, наявність показчика на вимикачі та вмонтованому або не відгородженому стінкою приводі є необов'язковою.

Оперативні працівники повинні мати запас плавких каліброваних вставок. Застосування некаліброваних плавких вставок забороняється. Плавкі вставки повинні відповідати типу запобіжників.

Справність резервних елементів (трансформаторів, вимикачів, шин тощо) необхідно регулярно перевіряти увімкненням під напругу в строки, встановлені виробничими інструкціями.

Обладнання РУ необхідно періодично очищувати від пилу та бруду.

РУ на напругу 1 кВ і вище повинні бути обладнані блокувальними пристроями, які унеможливають помилкові операції роз'єднувачами, відокремлювачами, короткозамикачами, викотними візками КРУ і заземлювальними ножами. Блокувальні пристрої, крім механічних, повинні бути постійно опломбовані. На робочому місці оперативного працівника має бути повний перелік блокувальних пристроїв, які повинні бути опломбовані. Опломбування блокувальних пристроїв проводиться працівниками служб РЗАіТ, які обслуговують ці пристрої.

На щоглових трансформаторних підстанціях, пунктах перемикачів та інших пристроях, що не мають огорожі, приводи роз'єднувачів і шафи щитків низької напруги повинні бути замкнені на замок.

Стаціонарні драбини біля площадки обслуговування повинні бути зблоковані з роз'єднувачами та замкнені на замок.

Для встановлення заземлення в РУ на напругу 1 кВ і вище необхідно, як правило, застосовувати стаціонарні заземлювальні ножі. У діючих електроустановках, у яких заземлювальні ножі не можуть бути встановлені за умовами компоновки або конструкції, заземлення здійснюється переносними заземлювачами.

На дверях і внутрішніх стінках камер та електрообладнанні РУ, лицьових і внутрішніх частинах зовнішньої та внутрішньої установки, збірках, а також на лицьовому і зворотному боках панелей щитів повинні бути нанесені написи, що вказують на призначення приєднань та їх диспетчерське найменування.

На дверях РУ, збірок та щитів повинні бути вивішені чи нанесені попереджувальні плакати та знаки встановленого зразка.

З внутрішньої сторони збірок, щитів повинні бути вивішені однолінійні схеми електричних з'єднань.

Двері РУ, зовнішніх та внутрішніх збірок повинні бути закриті на замок. Ключі від приміщень повинні зберігатись у оперативних працівників або у працівників зі складу керівників і спеціалістів.

У РУ повинні зберігатися однолінійні первинні схеми електричних з'єднань, схеми нормального режиму, переносні заземлення, захисні засоби, первинні засоби пожежогасіння, а також протигази, респіратори і засоби для надання долікарської допомоги потерпілим від нещасних випадків. Зберігання сторонніх речей та запасних частин в приміщеннях РУ забороняється.

Поверхні тертя шарнірних з'єднань, підшипників і поверхонь механізмів вимикачів, роз'єднувачів, відокремлювачів, короткозамикачів та їх приводів необхідно змащувати низькотемпературними мастилами, а масляні демпфери вимикачів та інших апаратів — заповнювати маслом, температура замерзання якого повинна бути не менше ніж на 20 °С нижчою за мінімальну зимову температуру навколишнього повітря.

Перевірку дугогасильних камер вимикачів навантаження, установлення ступеня зносу газогенерувальних вкладишів та обгорання нерухомих дугогасильних контактів здійснюють періодично в строк, установлений особою, відповідальною за електрогосподарство, залежно від частоти оперування вимикачами навантаження, згідно з вимогами підприємства виробника.

Про всі помічені несправності повинні бути зроблені записи в журналі дефектів і неполадок обладнання, і, крім того, про несправності повинна бути повідомлена особа, відповідальна за електрогосподарство. Виявлені несправності необхідно усунути в найкоротші строки.

12.4 Технічні засоби і заходи забезпечення електробезпеки при нормальному режимі роботи електроустановки, що застосовуються на машинобудівному заводі

Ізоляція струмопровідних частин - забезпечує технічну працездатність електроустановок, зменшуючи імовірність потрапляння людини під напругу, замикань на землю і на корпус електроустановок, зменшує струм через людину при доторканні до неізольованих струмопровідних частин ел.установок, що живляться від мережі з ізолюваною нейтраллю. При розробці ел.установок опір ізоляції приймається в межах

1 кОм на 1 В мережі, якщо технічними умовами не передбачені більш жорсткі вимоги відповідно до чинних актів.

З метою забезпечення працездатності ел.установок і безпечної їх експлуатації проводиться контроль стану ізоляції, який характеризується електроміцністю ізоляції, її електричним опором і діелектричними втрати.

Недоступність струмопровідних частин - основними заходами для виконання даної вимоги є застосування захисних огорожень, закриття комутаційних апаратів, розміщення неізольованих струмопровідних частин на висоті, недосяжні для ненавмисного доторкання до них інструментом, різного роду пристосувань, обмеження доступу сторонніх осіб тощо.

Виконання електричних установок ізольованих від землі – в мережах ізольованих від землі при однофазному включенні людини під напругу, і відсутності пошкодженої ізоляції інших фаз величина струму, що проходить через людину визначається опором ізоляції фаз відносно землі, який щонайменше становить 4 Ом, таке виконання мережі обмежує величину струму, що проходить через людину за рахунок опору ізоляції фаз відносно землі за умови забезпечення необхідного стану ізоляції.

Захисне розділення електричних мереж – так як із збільшенням протяжності і розгалуженості електромережі опір ізоляції зменшується і збільшується ємність, пропонується розділення такої мережі на окремі електрично зв'язані між собою частини за допомогою трансформаторів, з коефіцієнтом трансформації 1,0. Це сприяє підвищенню опору ізоляції і зменшенню ємності і як результат приводить до підвищення рівня безпеки.

Компенсація ємнісних струмів замикання на землю – для зменшення ємнісної складової струму замикання на землю застосовуються компенсаційні котушки (реактори), які включаються між нейтраллю мережі і землею.

Вирівнювання потенціалів – застосовується з метою зниження можливих напруг дотику і кроку при експлуатації ел.установок або потраплянні людини під ці напруги за інших обставин. Досягається за рахунок навмисного підвищення потенціалу

опорної поверхні на якій може стояти людина до рівня потенціалу струмопровідних частин, яких вона може торкатися (зменшення напруги дотику) або за рахунок зменшення перепаду потенціалів на поверхні землі чи підлозі приміщень в зоні можливого розтікання струму (зменшення крокової напруги).

Технічні засоби і заходи забезпечення електробезпеки при аварійному режимі роботи електроустановки:

Захисне заземлення застосовується в ел.установках , що живляться від ізольованої нейтралі в мережах напругою до 1000 В і в ел.установках напругою більше 1000 В незалежно від режиму нейтралі мережі живлення. Захисне заземлення забезпечує паралельно можливому включенню людини в мережу замикання на землю, струмопровід малого опору. За рахунок чого зменшується струм через людину:

$$I_{л} = \frac{U_{\phi}}{R_0 + R_{л}}$$

Конструкція захисного заземлення включає заземлюючий пристрій і провідник, що з'єднує заземлюючий пристрій з обладнанням, яке заземлюється - заземлюючий провідник.

Занулення корпусів та частин машин які можуть потрапити під напругу – перетворює замикання на корпус в коротке замикання на фазі, через що спрацьовує захист від к.з. і установка відключається від джерела живлення. Застосування занулення обмежується напругою 1 кВ (вмережі з заземленою нейтраллю).

Можливі 2 варіанти реалізації занулення:

-заземлення через певні відстані (100-200 м) нейтраль мережі виконує функції нульового робочого і нульового захисного провідника одночасно;

-для занулення обладнання прокладається окремий провідник, що виконує функції тільки нульового захисного.

При застосуванні в приміщенні окремого нульового захисного провідника, останній відгалужується від нейтралі мережі на щитку вводу в приміщення до роз'єднувальних контактів, а для забезпечення його цілісності і надійності захисту в

мережі цього провідника не повинно бути будь-яких роз'єднувачів, запобіжників тощо.

Захисне відключення електроустановки - застосовується в доповненні до захисного заземлення чи занулення. Для забезпечення надійного захисту, перш за все в умовах особливої небезпеки щодо електричних травм.

12.5 Електрозахисні засоби

Електрозахисні засоби поділяються на ізолювальні (ізолювальні штанги, кліщі, накладки, діелектричні рукавички тощо), огорожувальні (огороження, щитки, ширми, плакати) та запобіжні (окуляри, каски, запобіжні пояси, рукавиці для захисту рук). Ізолювальні поділяються на: основні і додаткові (застосовуються одночасно з основними для підвищення рівня безпеки).

При захисті працівників від напруги кроку достатньо використовувати діелектричне взуття без застосування основних засобів.

12.6 Заходи з пожежної безпеки

Всі працівники зобов'язані знати та неухильно виконувати правила пожежної безпеки, з якими їх знайомлять у процесі проведення протипожежних інструктажів.

З робітниками підприємств проводиться пожежотехнічний мінімум, де їх знайомлять з методами гасіння пожеж і обладнанням, що використовується для цього та первинними засобами пожежогасіння. Для ліквідації загоряння, попередження пожеж та вибухів на кожному підприємстві, що має пожежо- та вибухонебезпечні процеси, розробляється план пожежотехнічних заходів, в якому передбачається: порядок оповіщення керівників підприємств та виклик пожежних підрозділів; перелік пожежо- та вибухонебезпечних приміщень та обладнання, можливі причини пожежі та вибуху; дії персоналу підприємств щодо попередження пожежі або вибуху, а також способи та засоби їх ліквідації; порядок та способи евакуації персоналу та обладнання.

12.7 Розрахунок контуру захисного заземлення для ГПП

Порядок розрахунку:

- Визначається розрахунковий струм замикання на землю;

- Розраховується опір розтікання заземлюючого пристрою;

- Розраховується опір штучного заземлювача;

Вибирається тип заземлювача та складається попередня схема (проект) заземлюючого пристрою, тобто розташовуються на плані установки прийняті для спорудження заземлювача електроди та заземлюючі провідники;

Остаточно визначаються параметри заземлювача.

При розрахунку заземлювача в однорідній землі способом коефіцієнтів використання обчислення R виконується в наступному порядку:

1. За попередньою схемою заземлювача, нанесеної на план установки, визначається довжина горизонтальних і кількість п вертикальних електродів.

2. Обчислюються значення опорів горизонтальних електродів (сумарний опір) R_{hor} і одного вертикального електрода R_v :

$$R_{hor} = \frac{P}{2 * \pi * L_{hor}} * \ln * \left(\frac{L^2}{h * \Delta t} \right),$$

$$R_v = \frac{P}{2 * \pi * l_v} * \left(\ln * \left(\frac{2 * l_v}{d} \right) + \frac{1}{2} * \ln * \left(\frac{4 * t + l_v}{4 * t - l_v} \right) \right),$$

де P - опір ґрунту;

l_v - довжина вертикального електрода, м;

d - діаметр електрода, м;

t - заглиблення вертикального електрода, м;

L_{hor} - довжина горизонтального електрода, м;

h - товщина горизонтального електрода;

Δt - відстань між вершиною вертикального електрода і поверхнею ґрунту.

3. За відповідними таблицями знаходяться коефіцієнти використання для вертикальних і горизонтальних електродів h_v і h_g .

4. Обчислюється розрахунковий опір заземлювача R:

$$R = \frac{R_B * R_G}{R_B * n_B * R_G * n_G}$$

Проведемо детальні розрахунки для визначення контуру заземлення для підстанції 35/10 кВ машинобудівного заводу.

Вихідні дані:

Підстанція знижувальна, має два трансформатори 35/10 кВ, розміщена на території підприємства. Її розміри – 35х24, м2.

У якості природного заземлювача буде використана металева технологічна конструкція, частково занурена в землю, її розрахунковий опір розтіканню (з урахуванням сезонних змін) $R = 15$ Ом. Струм замикання на землю невідомий, однак відома довжина кабельної лінії 10 кВ - 15 м. Заземлювач передбачається виконувати з вертикальних стержневих електродів довжиною $l = 5$ м, діаметром $d = 12$ мм, верхні кінці яких з'єднуються між собою за допомогою горизонтального електрода - сталевієї смуги перетином 4х40 мм, покладеної в землю на глибині $t = 0,8$ м.

Розрахункові питомі опори землі, отримані в результаті вимірів на ділянці, де передбачається спорудження заземлювача, і розрахунку: для вертикального електрода (довжиною 5 м) $r_B = 400$ Ом·м; для горизонтального електрода (довжиною 197 м) $r_G = 400$ Ом·м.

Розрахунковий струм замикання на землю на стороні 35 кВ визначаємо за наближено формулою:

$$I_z = \frac{U}{350} * (35 * I_{к. л.} + I_{п. л.}) = 60 \text{ А.}$$

Необхідний опір розтіканню заземлювача, що приймаємо загальним для установок 35 і 10 кВ, відповідно до вимог ПУЕ:

$$R_z = \frac{250}{I_z} = 4.17 \text{ Ом.}$$

Необхідний опір штучного заземлювача:

$$R_{ш} = \frac{R_c * R_z}{R_c - R_z} = 5.77 \text{ Ом.}$$

Тип заземлювача вибираємо контурний, розміщений по периметру підстанції. Попередню схему заземлювача наносимо на план підстанції з її основними один від одного. $S_{\text{ззз}} = 35 \times 24 \text{ м}^2$.

Уточнюємо параметри заземлювача шляхом перевірного розрахунку.

З попередньої схеми видно, що в прийнятому нами заземлювачі сумарна довжина горизонтального електрода $L_{\text{г}} = 197 \text{ м}$, а кількість вертикальних електродів $n = 24$ шт.

Визначаємо розрахункові опори розтіканню електродів - вертикального $R_{\text{в}}$ і горизонтального $R_{\text{г}}$.

$$R_{\text{гор}} = \frac{400}{2 * \pi * 197} * \ln * \left(\frac{197^2}{0.04 * 0.8} \right) = 4.53 \text{ Ом},$$

$$R_{\text{в}} = \frac{400}{2 * \pi * 5} * \left(\ln * \left(\frac{2 * 5}{0.012} \right) + \frac{1}{2} * \ln * \left(\frac{4 * 3.3 + 5}{4 * 3.3 - 5} \right) \right) = 90.7 \text{ Ом}.$$

Далі, маючи на увазі, що прийнятий нами заземлювач контурний і що $n = 24$ шт., а відношення $a / l_{\text{в}} = 4/5 = 0,8$, визначаємо коефіцієнти використання електродів заземлювачів: вертикальних $\mu_{\text{в}} = 0,46$, горизонтального $\mu_{\text{г}} = 0,24$.

Опір розтіканню прийнятого нами групового заземлювача:

$$R = \frac{90.7 * 4.53}{90.7 * 0.24 + 4.53 * 0.46 * 24} = 5.72 \text{ Ом}.$$

Цей опір менше необхідного $R_{\text{м}} = 5,77 \text{ Ом}$, а різниця між ними невелика і вона підвищує умови безпеки, цей результат приймаємо як остаточний.

Проектований заземлювач - контурний, складається з 24 вертикальних стержневих електродів довжиною 5 м і діаметром 12 мм і горизонтального електрода у вигляді сталеві смуги довжиною 197 мм перетином $4 \times 40 \text{ мм}$, занурених у землю на 0,8 м.

12. Розгляд спецпитання «Станції зарядки електромобілів як споживачі електричної енергії.»

12.1 Огляд загального стану ринку ЕМ

На момент написання даної роботи електромобілі – широковідоме, але не сильноросповсюджене явище, особливо в Україні. На глобальному ринку на 2024 рік продажі електромобілів досягли 20% від загальної кількості проданих машин, з Китаєм, як найбільшим продавцем з 11 мільйонами на домашньому ринку та 70% загальновироблених електромобілів. Глобальна росповсюдженість електромобілів показує себе у вигляді статистики 1 з 10 автомобілів у використанні на сьогодні – електрична модель.

У майбутньому прогнозовано стабільне зростання ринку ЕМ, основними факторами цього росту виділено:

- кращі економічні показники під час експлуатації порівняно з паливними моделями. Вже у 2023 році повна вартість ЕМ (включно з початковою ціною придбання) стала меншою за паливні моделі;
- зростаючі ціни на паливо. Нові обмеження щодо використання нафтогазових продуктів як паливо, надання пріоритету переробці цих продуктів у інші матеріали та виснаження розроблених копалин підвищують ціни на паливо, що є основною витратою для власників автомобілів.
- зміни на енергетичних ринках. Сучасні енергетичні тенденції обіцяють збільшення частки «зеленої» енергії [11], що має нижчу вартість за кВт, що робить економічні показники ЕМ ще кращими, зменшуючи ціну на км.
- стилі та тренди до більш комфортних тихих та екологічно чистих моделей транспорту. Більшість людей лише посередково зацікавлені у екологічних аспектах ЕМ, натомість ситмулами до їх придбання виступають: новизна (не дивлячись на те, що хронологічно технологія не нова, її недавнє розповсюдження та високий рівень інновації створює ефект новизни), комфортність використання (цей показник враховує не лише комфорти салону, а також простоту використання (де ЕМ майже однаковий з автомобілями з автоматичною коробкою передач), простоту та ціну

ремонту та обслуговування (де ЕМ має кращі показники) та частково індекс NIMBY (Not In My BackYard – з. англ. «Не у моєму дворі»), який показує наскільки люди терпимі щодо певних об'єктів біля них. Багато людей не люблять гучні, забруднюючі та некрасиві речі поряд з собою, і хоча краса – суб'єктивне поняття, гучність та видимий ступінь забруднення значно нижчі у ЕМ за рахунок використання електродвигунів та відсутності вихлопів, що робить їх більш прийнятними для використання у густо заселених районах.

- нові закони щодо обмеження продажу паливних моделей. Окремі країни [12] прийняли закони щодо обмеження або повного припинення продажу та реєстрації паливних моделей авто починаючи з 2030 року. Причини варіюються за країною але в основному це: енергетична незалежність (з боку викопних палив), зменшення забруднення довкілля (хімічними елементами та дрібними частинками) та розвиток домашнього ринку технологій ЕМ.

12.2 Обмеження переходу на ЕМ.

Отже, найближчим часом ринок ЕМ буде лише збільшуватись. Для звичайної людини це означатиме висококонкурентний ринок з великою кількістю можливих моделей ЕМ. На сьогодні, доки все ще є можливість придбання паливних авто, люди все ще мають причини для придбання саме паливних моделей. Згідно опитування [13] у 2023 році найбільшими обмеженнями для переходу на ЕМ були висока ціна придбання ЕМ, низька дальність поїздки на повному заряді та нерозвиненість зарядної інфраструктури.

Низька дальність поїздки зумовлена відносно низькою густиною енергії батарей акумуляторів але цьому показнику прогнозовані покращення.

Висока ціна зумовлена в основному високоємнісними акумуляторними елементами, які потребують дорогих металів. На сьогодні різні технологічні інновації та конкурентноспроможний ринок знижують ціни на ЕМ. Електродвигуни використовуються вже майже 200 років та мають високі якісні показники, можуть бути виконані на широкому діапазоні потужності та на постійному струмі. Шасі та інші конструктивні авто також фактично досягли межі своєї інновації, тому основним

напрямком покращення економічних показників ЕМ є акумуляторні елементи, особливо їх ємність.

Нерозвиненість зарядної інфраструктури має на увазі комунальні зарядні станції. Для власників ЕМ, які проживають у приватних будинках, облаштування зарядної станції це питання допустимої потужності мережі їхнього будинку та придбання обладнання для зарядки ЕМ. Для широкого застосування ЕМ, особливо в густо населених районах потрібна велика кількість зарядних станцій, доступних будь-кому. А це потребує широкої реконструкції парковок, конструктивні зміни в мережах електропостачання та великі капіталовкладення з боку місцевої влади та підприємств, якщо вони хочуть облаштовувати таку інфраструктуру.

12.3 Зарядні станції як обладнання

Принцип роботи зарядної станції ЕМ аналогічний іншим зарядним елементам, тобто про під'єднання до мережі (або акумулятора-донора) з однієї сторони та до акумулятора-реципієнта з іншої, відбувається передача енергії з одного кінця в інший.

Домашні зарядні станції доступні на напруги 220 та 380 В, тобто одно та трифазне підключення до мережі, потужностями від 3,7 до 22 кВт на один зарядний порт, до двох портів на станцію.

Комерційні або промислові та швидкозарядні постійного струму випускаються на вхідну напругу 380 В змінного струму загальною потужністю 44-88 кВт для змінного струму та до 440 кВт постійного струму 1000 В на один зарядний порт, до п'яти портів.



Рисунок № - Домашні зарядні станції



Рисунок 15 - Комерційні зарядні станції

Зарядні шафи мають контрольні, захисні та охолоджувальні елементи.

Під контрольними елементами мається на увазі автоматика контролю заряду. Після з'єднання з ЕМ встановлюється зв'язок між контролером станції, аккумулятором авто та мережею. Це робиться для встановлення гранично допустимих напруг, струмів та потужності заряджання відповідно до моделі ЕМ. Також проводиться постійний моніторинг цих параметрів для уникнення пошкодження обладнання та інших аварійних ситуацій. Для деяких моделей ЕМ доступні декілька типів заряду, які можна вибрати при підключенні до комерційної станції.

Малопотужні моделі домашніх зарядних станцій за номінальними навантаженнями еквівалентні типовим електричним приладам (електроплити, системи опалення). Натомість навіть невелика кількість комерційних зарядних станцій можуть збільшити загальне споживання об'єкту від якого вони заживленні (наприклад ТЦ) на 10-25%. При піковому використанні швидкозарядних станцій постійного струму це значення може досягти 35%. Багато моделей станцій виконуються з системами зв'язку з мережею та контролю «demand-response» для зниження потужності заряду кожного порту та загального споживання станції для уникнення перевантажень з боку мережі. Це полегшує облаштування зарядних станцій на вже побудованих об'єктах.

Можливість керування станцією з боку споживача/клієнта виконується через touch-screen або мобільний додаток. Комерційні станції випускаються з встроєними системами обліку, запису та біллінгу. Додатково, в залежності від місця встановлення або призначення шафи, прямо в шафу може бути доданий лічильник або навіть ціла схема АСКОЕ.

Навіть для найменш потужних станцій створюється проблема нагріву, звісно для низькопотужних моделей ця проблема самоусувається, після нагріву до певної точки вони втрачають тепло з такою ж швидкістю як і отримують, але для спекотних кліматів і сезонів, та для всіх комерційних і швидкозарядних станцій потрібно додаткове активне охолодження. Воно виконується вентиляторами, а для високопотужних доступно рідинне та комплексне охолодження.

Захисні елементи аналогічні будь-якому потужному електроприймачу, тобто захист від коротких замикань, диференційний захист, захист від перенапруги та перегріву струмоведучих частин. Захист виконується з двох сторін.

Основними вимогами до мережі при проектуванні комплексів зарядних станцій є:

- Пропускна здатність мережі та її елементів. Зарядні станції – потужні споживачі, їх встановлення може означати заміну існуючих структурних елементів (трансформатори підстанцій живлення, кабельні лінії, комутуюча та захисна апаратура) на більш потужні моделі;

- Якість електричної енергії. Відхилення та стрибки напруги можуть пошкодити станцію та підключені до неї аккумулятори ЕМ, тому бажано мати регулюючу апаратуру для попередження змін напруги. Високотужні станції постійного струму можуть створити струми гармонік та електричний шум у мережі. Це може означати потребу у встановленні фільтрів до мережі живлення;

- Вимоги безпеки. Комерційні станції через свої номінальні потужності можуть призвести до змін вимог безпеки мережі живлення об'єкту, де вони встановлюються. Це може означати укладення нових договорів на постачання електроенергії, зміни у цінах за одиницю електроенергії, встановлення визначених місцевими стандартами комутаційного та захисного обладнання, проведення додаткових інструктажів для обслуговуючого персоналу.

Електромобілі просуваються як одна із можливостей декарбонізації та використання більш екологічних джерел енергії. Пікові години роботи зарядних станцій 14 – 22 для домашніх та 11 – 13 для комерційних. Навантаження домашніх станцій буде важко інтегрувати без використання накопичувачів електроенергії, оскільки цей пік може рухатися лише на пізніші години, коли люди повертаються з роботи. Натомість навантаження комерційних станцій майже відповідають піковим годинам генерації для фотоелектричних елементів 10 – 16. Додатково навантаження станцій з генерацією можна зіставити за допомогою нижчих тарифів на заряд та більшою потужністю (швидкістю) заряду у пікові години. Залишається лише питання потужності генерації. Це значення змінюється в залежності від географічного розташування, пори року та клімату, але глобальне середнє значення для піку сонячного світла при ККД елементів 20% - 200 Вт/м^2 . Глобальна середня генерація за день – 4 кВт*г на м^2 . Потужні комерційні станції (при добовій завантаженості 30%) споживають від 600 кВт щодня. Тобто одна станція потребуватиме від 150 м^2 сонячних елементів для покриття власних потреб та накопичувальні елементи на 400-500 кВт*г, оскільки використання станцій нерівномірне. Облаштування електростанцій біля кожного зарядного комплексу, особливо у густонаселених районах та закритих парковках буде недостатнім. Але додання сонячних елементів до загальної енергосистеми цілком обґрунтоване.

Основний напрямок інновації для зарядних станцій – пропускна здатність, тобто потужність зарядної станції, щоб заряджати ЕМ швидше та/або у більшій кількості. Збільшення потужності приймача це відносно просте завдання, але потрібно пам'ятати, що дані приймачі розраховані на використання людьми, які НЕ треновані у електробезпеці, оскільки наймати відповідальну особу на кожен зарядну станцію матиме сенс можливо лише на великих парковках або для депо вантажних авто з великими акумуляторами. Тобто у випадку поломки потрібно вважати що максимум, який буде виконаний людиною, якщо вона побачить цю поломку, це буде відключення станції від мережі і не більше. Але навіть при цьому час зарядки для одного ЕМ доволі довгий. В залежності від пропускної здатності станції та гранично допустимій потужності зарядки ЕМ цей процес може тривати від 30 хв для найпотужніших станцій до 8 годин для більшості домашніх станцій, до 24 годин для переносних кабелів.

Тобто більшість часу роботи станції проходить без нагляду, або навіть вночі, без можливості оповіщення про проблеми. Отже елементи захисту та автоматики повинні бути повністю автономні та правильно запараметризовані для уникнення пошкоджень та перегріву акумуляторів ЕМ, що може призвести до загоряння. Горючі акумулятори дуже важко (а для найросповсюджененого Li-ion майже неможливо) загасити і при горінні вони виділяють токсичні або горючі пари. При широкому застосуванні ЕМ, зарядні станції означатимуть велику кількість акумуляторів, потенційно різних типів, з різними вимогами щодо зарядки, поряд з один одним і проблема одного ЕМ або зарядної станції може швидко перетворитися на проблему багатьох ЕМ.

12.4 Зарядні станції як споживачі електричної енергії

Зарядні підстанції за їх використанням доцільно вважати споживачами зі змінним навантаженням, особливо у великих кількостях. По перше пік використання станцій залежить від їх власника (комерційні чи домашні). Для домашніх пік буде з вечора до ранку. Для комерційних в залежності від типу комерції поряд зі станцією та години роботи даних станцій. Також слід враховувати криві заряду, акумулятори

заряджаються на різних швидкостях в залежності від поточного рівня заряду. При заряді більше 70-80% швидкість передачі енергії (потужність зарядження) падає. Це не велика частка зміни потужності для однієї станції, але при використанні багатьох портів і станції це впливатиме на Кв для розрахунків.

Напруга живлення станцій залежить від моделі та встановленої потужності:

- Змінний струм 220 В для малих домашніх станцій, 380 В для станцій середньої та великої потужностей.
- Постійний струм 1000 В для потужних станцій швидкого заряду.

Тобто при будові великих майданчиків зарядки слід враховувати потенційну потребу в окремих перетворювачах (випрямлячах), фільтрах та DC/DC перетворювачах для отримання якісного постійного струму необхідної напруги.

Станції мають власний вбудований захист, але бажано додатково мати захист від КЗ та перевантажень.

Для кращого розуміння нижче представлено розрахунки та схеми двох проєктів:

- Комерційна зарядна станція парковки біля ТРЦ;
- Окремі зарядні станції для частини паркомісць ЖК.

12.4.1 Комерційна зарядна станція біля ТРЦ

Для проєкту зарядної станції біля ТРЦ приймаємо що власником зарядної станції є ТРЦ, живлення виконується від ГРЩ ТРЦ, комерційний облік виконано між ТП живлення та ГРЩ ТРЦ, кількість паркомісць з можливістю заряду – 20.

Для даного проєкту необхідно виконати розрахунок мережі живлення станцій, вибрати відповідний тип станцій, облаштувати додатковий захист мережі живлення, створити технічний облік e/e.

На рисунку 16 представлено генплан паркувального майданчику біля ТРЦ, де планується встановити зарядні станції.

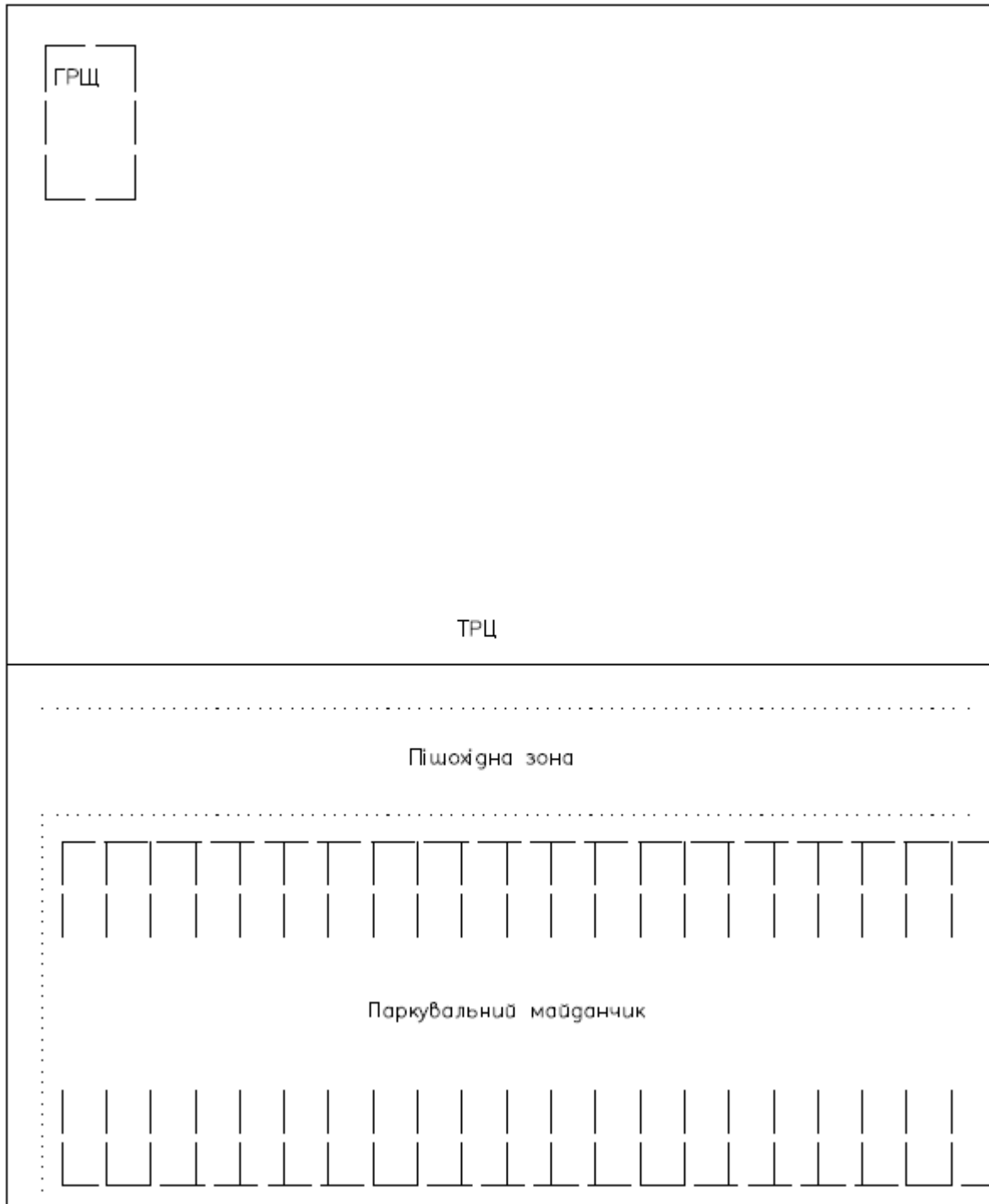


Рисунок 16 Генплан паркувального майданчику біля ТРЦ

Оскільки цей проєкт не новобудова, для зменшення витрат на роботи з реконструкції частини майданчику місця з можливістю заряду і станції заряду бажано розташовувати якомога ближче до ГРЩ.

Вибираємо станцію заряду типу AE Charge Point Wall Charge Complex з можливістю заряду змінним 86 кВт та постійним 120 кВт струмом та 4-ма портами підключення.

Для даного проекту знадобиться 5 станцій вибраного типу. Години роботи – цілодобово. Оціночний Кв для зарядних станцій 0,3.

Доцільно також встановити розподільчий пункт зарядних станцій ззовні для технічного обліку та керування роботою станцій.

Використовуючи методи, представлені у розділі 2 проводимо розрахунок параметрів даних споживачів.

Вихідні дані: $P_{ном} = 133$ кВт; $n = 5$; $K_v = 0,3$; $\cos\varphi = 0.94$

$$P_{см} = P_{ном} * n_{ЕП} * K_v = 199.5 \text{ кВт};$$

$$P_p = 1.1 * P_{см} = 219.45 \text{ кВт};$$

$$Q_{см} = P_{см} * \operatorname{tg}\varphi = 72.4 \text{ квар};$$

$$Q_p = Q_{см} = 72.4 \text{ квар};$$

$$S_p = \sqrt{P_p^2 + Q_p^2} = 231 \text{ кВА}.$$

Далі згідно методів у розділі 5 вибираємо кабель живлення РП зарядних станцій

$$I = \frac{S_p}{\sqrt{3} * 0.4} = 333.5 \text{ А};$$

$$F_{ек} = \frac{I}{j_{ек}} = 370.5 \text{ мм}^2.$$

Вибираємо два кабелі типу АВВГ 3х240 та перевіряємо за умовами

- допустимого струму в нормальному режимі роботи за умовою

$$I_l \leq I_{доп} * K_1 * K_2,$$

де K_1 та K_2 – поправні коефіцієнти залежно від температури середовища прокладки та к-ті паралельно прокладених кабелів відповідно.

Для проектуемого об'єкту $K_1 = 1$; для двох кабелів $K_2 = 0,8$.

$$333.5 \leq 369 * 2 * 1 * 0.8 = 333.5 \leq 590 \text{ А};$$

- допустимий струм післяаварійного режиму роботи (відключення одного з кабелів) за умовою

$$1.4 * I_l \leq I_{доп} * K_1 * K_3,$$

де K_3 – допустиме короткочасне перевантаження кабельної лінії, для 0,4 кВ з ізоляційним матеріалом ПВХ $K_3 = 1,4$.

$$333.5 \leq 369 * 1 * 1.4 = 333.5 \leq 516 \text{ А.}$$

Умови виконуються, залишкова ємність кабельної ліній дозволяє уникнути перевантаження у випадку одночасного підключення великої кількості ЕМ до зарядних станцій.

Аналогічно вибираємо та перевіряємо кабелі живлення станцій.

Вибрано кабель типу АВВГнг 3х240 для кожної станції.

Як зазначено у пункті 3 даного розділу швидкість реагування захисту особливо важлива для даного типу ЕП, тому навіть враховуючи вбудований захист станцій зарядки додано комплексний захист зі сторони РП станцій.

Засоби захисту (АВ та плавкі запобіжники) вибираються за методами розділів 7 та 8.

На вводі РП зарядних станцій встановлено АВ типу CNC ВА-74 400А 3Р 380В 50кА та запобіжник з плавкими вставками типу ETI NH-3 / gG 400А 500V КОМБІ. На виходах РП до кожної зарядної станції встановлено АВ типу CNC ВА-74 400А 3Р 380В 50кА.

На рисунках 17 та 18 представлено кінцеві генплан та електричну схему даного проєкту.

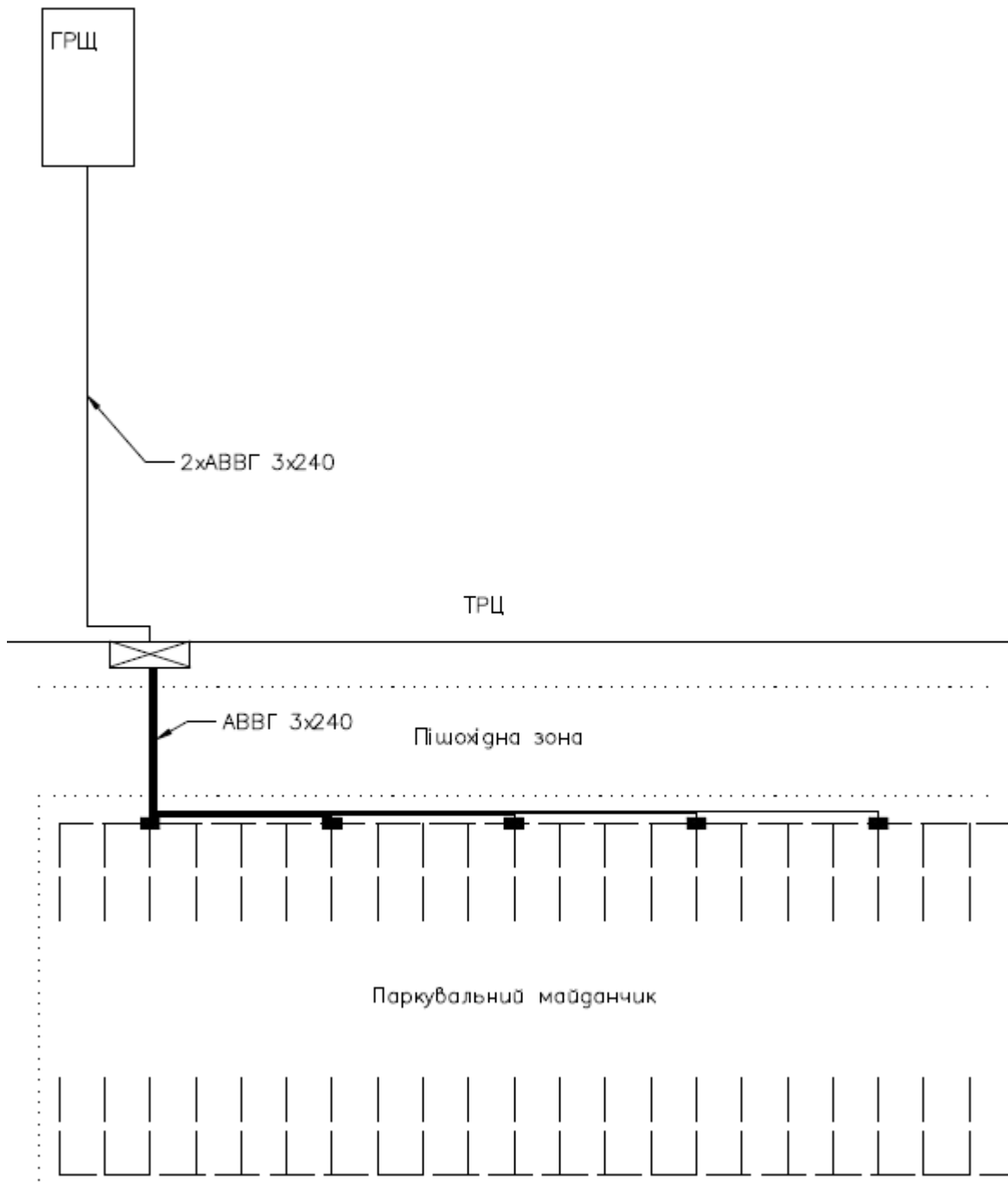


Рисунок 17 – Кінцевий генплан проєкту

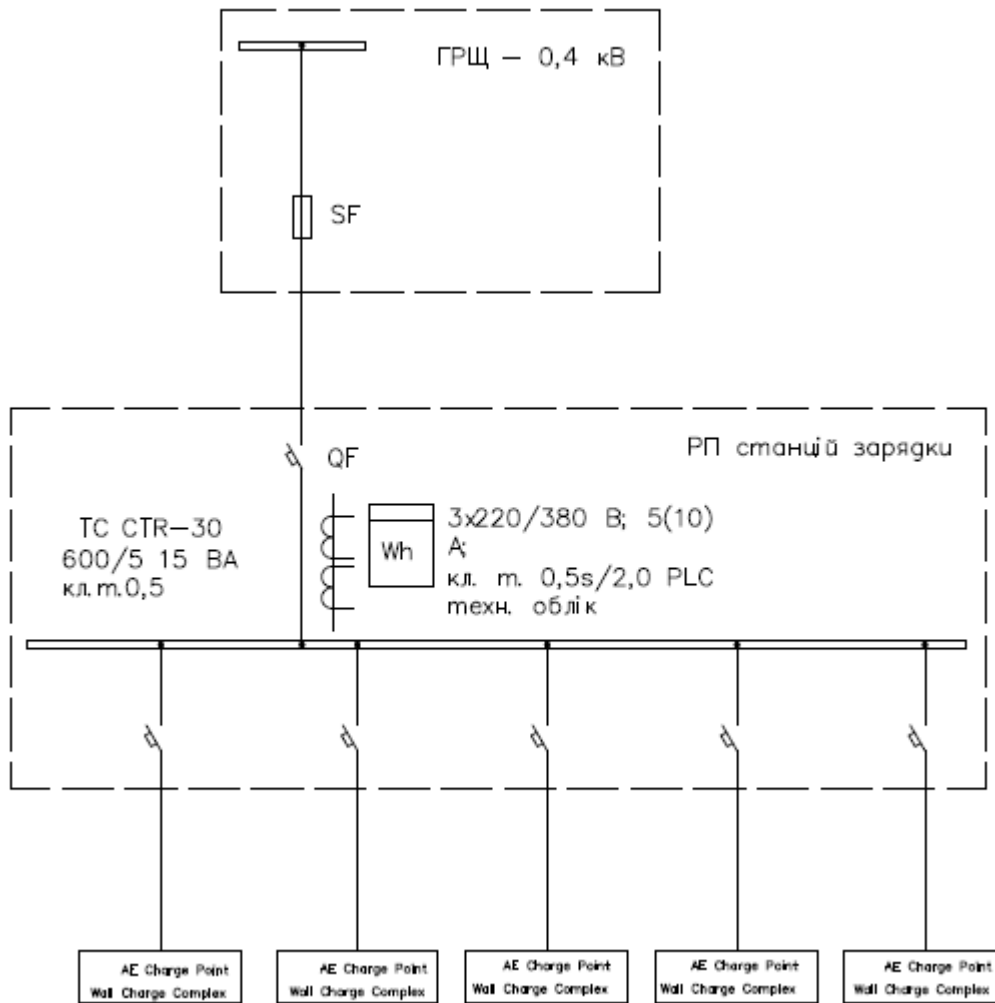


Рисунок 18 – Електрична схема проєкту

12.4.2 Окремі зарядні станції для паркомісць ЖК

Порівняно з проєктом пункту 13.4.1, ЕП даного проєкту мають набагато нижчу індивідуальну потужність та більш гладкий графік навантаження. Останній зумовлений використанням зарядних станцій в основному в вечірні та нічні години і набагато довший (6-8 год) цикл заряду. Також дуже велика можливість одночасного використання всіх станцій, тому для даного проєкту Кв значно вищий ($\geq 0,8$).

Прийнято облаштувати 4 групи по 6 однопортових станцій 7,4 кВт кожна на різних парковках. Живлення дозволено виконати від ГРЩ 0,4 кВ локальної ТП. Також потрібно облаштувати технічний облік загального споживання зарядної системи та комерційний облік окремо кожної станції.

Доцільно встановити розподільчий пункт зарядних станцій для технічного обліку та керування роботою станцій. Оскільки передбачена потреба комерційного

обліку для кожної станції, біля кожної станції також доцільно встановити додаткову шафу з вимірювальним приладом та засобом захисту.

Використовуючи методи, представлені у розділі 2 проводимо розрахунок параметрів даних споживачів.

Вихідні дані: $R_{ном} = 7,4$ кВт; $n = 6 * 4 = 24$; $K_B = 0,9$; $\cos\varphi = 0.94$

$$P_{см} = R_{ном} * n_{ЕП} * K_B = 160 \text{ кВт};$$

$$P_p = 1.1 * P_{см} = 176 \text{ кВт};$$

$$Q_{см} = P_{см} * tg\varphi = 63.8 \text{ квар};$$

$$Q_p = Q_{см} = 63.8 \text{ квар};$$

$$S_p = \sqrt{P_p^2 + Q_p^2} = 270.21 \text{ кВА.}$$

Далі згідно методів у розділі 5 вибираємо кабель живлення ГРП зарядних станцій

$$I = \frac{S_p}{\sqrt{3} * 0.4} = 414.5 \text{ А};$$

$$F_{ек} = \frac{I}{j_{ек}} = 460.6 \text{ мм}^2.$$

Вибираємо два кабелі типу АВВГ 3x240+1x120 та перевіряємо за умовами

- допустимого струм в нормальному режимі роботи за умовою

$$I_l \leq I_{доп} * K_1 * K_2,$$

де K_1 та K_2 – поправні коефіцієнти залежно від температури середовища прокладки та к-ті паралельно прокладених кабелів відповідно.

Для проектуємого об'єкту $K_1 = 1$; для двох кабелів $K_2 = 0,8$.

$$414.5 \leq 369 * 2 * 1 * 0.8 = 333.5 \leq 590 \text{ А};$$

- допустимий струм післяаварійного режиму роботи (відключення одного з кабелів) за умовою

$$1.4 * I_l \leq I_{доп} * K_1 * K_3,$$

де K_3 – допустиме короткочасне перевантаження кабельної лінії, для 0,4 кВ з ізоляційним матеріалом ПВХ $K_3 = 1,4$.

$$414.5 \leq 369 * 1 * 1.4 = 467 \leq 516 \text{ А.}$$

Умови виконуються, залишкова ємність кабельної лінії дозволяє уникнути перевантаження у випадку одночасного підключення великої кількості ЕМ до зарядних станцій.

Аналогічно вибираємо та перевіряємо кабелі живлення груп станцій та окремо кожної станції.

Вибрано кабель типу АВВГнг 3х120 для кожної групи з 6-ти станцій.

Окремо для кожної станції вибрано кабель типу АВВГнг 3х10.

Доцільно встановити захисні прилади на виході ГЩК, виході ГРП груп станцій, виході РП кожної групи та додатково на вході кожної станції поряд з приладом обліку.

Засоби захисту (АВ та плавкі запобіжники) вибираються за методами розділів 7 та 8.

На ввіді ГРП зарядних станцій встановлено АВ типу CNC ВА-74 500А 3Р 380В 50кА.

На ввіді РП зарядних станцій встановлено АВ типу ВА47-150 3Р 125А 15кА та запобіжник з плавкими вставками типу ЕТІ NH-00/gG 125А 500V КОМБІ. На виходах РП та щитах обліку кожної зарядної станції встановлено ВА 47-100 4р 35А 10 ка С.

На рисунку 19 представлено кіцневу електричну схему проєкту.

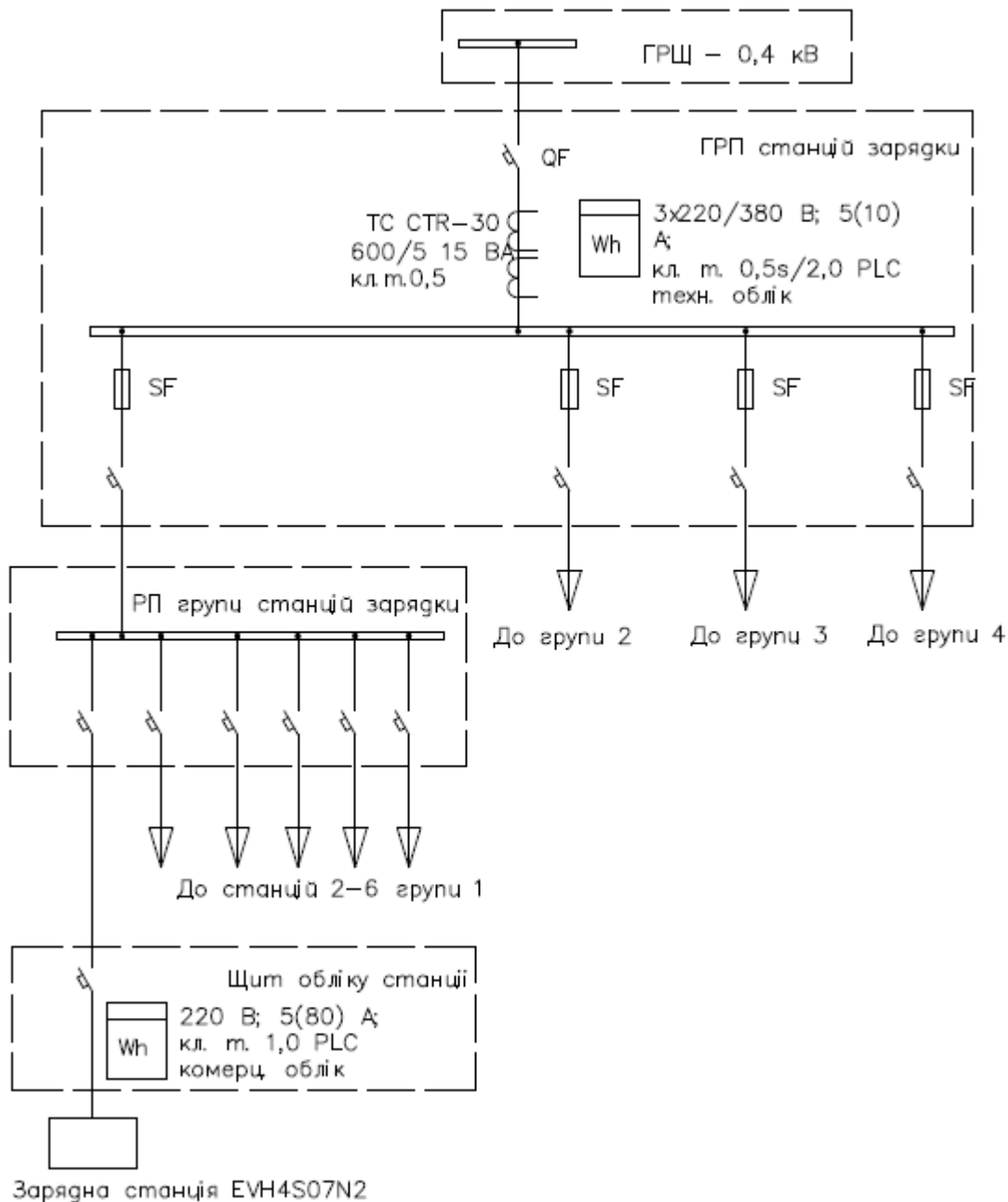


Рисунок 19 – Електрична схема проєкту

Дана схема може бути виконана модульно, тобто РП групи станцій може бути під'єднано до джерела живлення без додаткових змін параметрів елементів схеми, окрім трансформатора струму для лічильника тех. обліку .

12.4.3 Висновок розгляду та розрахунків проєктів з електричними станціями зарядки електромобілів

Якщо проєкт має споживачів у вигляді станція зарядки ЕМ, потрібно мати інформацію щодо використання станцій, оскільки від цього будуть напряму залежати розрахункові струми.

Як видно на першому проєкті, високопотужні станції навіть при великій кількості портів заряду мають відносно низький коефіцієнт використання та результуючі розрахункові струми. Через високу потужність заряду час заряду відносно малий (< 1 год), а кількість та густота клієнтів середня, що в результаті знижує Кв до 0,4 або навіть до 0,2 для ще більш потужних станцій.

Натомість для другого проєкту, при низьких потужностях станцій, що значно збільшує час заряду (6-8 год), наявність лише одного порту заряду та тип клієнтів означає велику можливість одночасної роботи великої кількості станцій, що підвищує розрахункові струми до 80% від номінальних, навіть якщо загальний Кв станцій не перевищує 0,4.

Також через особливості роботи, середовище застосування та потенційні наслідки аварійної ситуації, дані споживачі потребують більшого ступеню захисту, порівняно з ЕП схожих потужностей.

А загалом, зарядні станції розраховуються як звичайні ЕП змінного графіку навантаження, не мають пускових струмів, але можуть мати додаткові потреби в охолодженні для більш потужних моделей, якщо ті розташовані в приміщенні.

Література та посилання

1. Шестеренко В.Є. Системи електроспоживання та електропостачання промислових підприємств: підруч./ В.Є. Шестеренко . – Вінниця: Нова Книга, 2011.– 656 с.
2. Шестеренко В.Є. Оптимізація систем електроспоживання промислових підприємств: Монографія /В.Є. Шестеренко – К.: ЧП “Глана”, 2001. – 214 с.
3. В.Є.Шестеренко. Проектування систем електропостачання./ В.Є. Шестеренко, О.В. Шестеренко.- Київ: ПП “К” 2017. – 436 С.
4. Шестеренко В.Є., Шестеренко О.В. Електропостачання промислових підприємств. Посібник до курсового та дипломного проектування. В.Є. Шестеренко, О.В. Шестеренко. – Київ: 2013. – 424
5. С.Неклепаев Б.Н., Крючков И.П. Электрическая часть электростанций и подстанций. Справочные материалы для курсового и дипломного проектирования. Учебное пособие для вузов – 4-е изд. перер. и доп. – М.: Энергоиздат, 1986.
6. Козирський В.В. Основи електропостачання: підруч. / Козирський В.В., Волошин С.М., – К.: Компринт, 2021. – 497с.
7. Перехідні процеси в системах електропостачання: підручник для ВНЗ /Г.Г. Півняк, І.В. Жежеленко, Ю.А. Папаїка, Л.І. Несен, Нац. гірн. унт. – 5-те вид.,доопрац. та допов. – Дніпро : НГУ, 2016. – 600 с..
8. Давиденко Л. В. Електропостачання промислових об’єктів. Практикум:навчальний посібник / Л.В. Давиденко, Н.В. Коменда, В. А. Давиденко, М.М. Євсюк – Луцьк: ВІП ЛНТУ, 2022.– 244с..
9. Шкрабець Ф.П. Електропостачання [Електронний ресурс] : навчальний посібник / Ф.П.Шкрабець; М-во освіти і науки України, Нац. гірн. ун-т. – Д.: НГУ, 2015.
10. IEA (2025), Global EV Outlook 2025, IEA, Paris <https://www.iea.org/reports/global-ev-outlook-2025>, Licence: CC BY 4.0
11. IEA (2024), Renewables 2024, IEA, Paris <https://www.iea.org/reports/renewables-2024>, Licence: CC BY 4.0

12. IEA (2020), Global EV Outlook 2020, IEA, Paris <https://www.iea.org/reports/global-ev-outlook-2020>, Licence: CC BY 4.0
13. EUROPEAN COMMISSION Consumer Monitor 2023 European Alternative Fuels Observatory EU Aggregated Report Licence: CC BY 4.0
14. Кідиба В.П. Релейний захист електроенергетичних систем: Підручник. – Львів: Видавництво Національного університету "Львівська політехніка", 2013. – 533 с.
15. Бурбело М.Й. Проектування систем електропостачання. Приклади розрахунків. Навчальний посібник з дисципліни "Електропостачання". – Вінниця: ВДТУ, 2002. – 125 с.

Таблиця 1 Розрахунок ремонтно-механічного цеху

Найменування вузла живлення та групи ЕП	К-ть ЕП п, шт	Встановлена потужність		m	Кв	Cosfi /tgfi	Середнє навантаження за максимальною завантаженою зміну		Ефективне число споживачів, пе	Коефіцієнт максимуму	Розрахункове максимальне навантаження		Повне навантаження, S кВА
		Одного ЕП Рномі, кВт	Загальна Рном, кВт				Рсм, кВт	Qсм, квар			Pr, кВт	Qp, квар	
Електроерозійний верстат	4	38	152	4,67	0,3	0,75 /0,88	45,6	40,128	25,2	1,1	50,16	40,128	64,24
Токарський верстат	5	15	75				22,5	19,8			24,75	19,8	31,7
Горизонтально-фрезерний верстат	2	25	50				15	13,2			16,5	13,2	21,13
Прес гідравлічний	1	70	70				21	18,48			23,1	18,48	29,58
Токарський верстат з ЧПУ	1	33	33				9,9	8,712			10,89	8,712	13,95
Токарський верстат	3	31	93				27,9	24,552			30,69	24,552	39,3
Вертикально-свердильний верстат	2	18	36				10,8	9,504			11,88	9,504	15,21
Довбальний верстат	1	19	19				5,7	5,016			6,27	5,016	8,03
Фрезерний верстат	4	20	80				24	21,12			26,4	21,12	33,81
Прес механічний	1	55	55				16,5	14,52			18,15	14,52	23,24
Внутрішньошліфувальний верстат	3	20	60				18	15,84			19,8	15,84	25,36
Поверхньошліфувальний верстат	3	15	45				13,5	11,88			14,85	11,88	19,02
Координатно-розточувальний верстат	5	16	80				24	21,12			26,4	21,12	33,81
Кран-балка	1	35	35				10,5	9,24			11,55	9,24	14,79
Сумарно	36	883									264,9	233,112	

Таблиця 2 Навантаження цехів

№ п/п	Найменування приміщення	п, шт.	Рном(усіх), кВт	Рном макс, кВт	Рном мін, кВт	m	Кв	cos(fi)	tg(fi)	Рсм, кВт	Qсм, квар	Ne	Кмакс	Рр, кВт	Qр, квар
№ 1	Їдальня	35	270	15	0,12	125	0,6	0,65	1,17	162	189,54	36	1,31	212,22	189,54
№ 2	ЦЗЛ	15	170	30	7,5	4	0,7	0,8	0,75	119	89,25	11,33333	1,19	141,61	98,175
№ 3	Заводоуправління	22	130	10	1,5	6,666667	0,65	0,85	0,62	84,5	52,39	26	1,16	98,02	57,629
№ 4	Матеріальний склад	20	62	5,5	1,1	5	0,4	0,7	1,02	24,8	25,296	22,54545	1,17	29,016	25,296
№ 5	Головний корпус	420	3500	250	3	83,33333	0,65	0,8	0,75	2275	1706,25	28	1,1	2502,5	1706,2
№ 6	Інструментальний цех №1	115	1900	135	2,5	54	0,65	0,7	1,02	1235	1259,7	28,14815	1,22	1506,7	1259,7
№ 7	Інструментальний цех №2	140	2120	150	4	37,5	0,65	0,7	1,02	1378	1405,56	28,26667	1,12	1543,36	1405,5
№ 8	Ремонтно-механічний цех	37	899	70	15	4,666667	0,3	0,75	0,88	264,9	233,112	25,2	1,1	291,39	233,1
№ 9	Насосна	40	770	90	0,4	225	0,75	0,7	1,02	577,5	589,05	17,11111	1,18	681,45	589,05
№ 10	Компресорна	16	560	132	0,6	220	0,4	0,65	1,17	224	262,08	8,484848	1,25	280	262,08
№ 11	Ковальський цех	140	1700	75	3	25	0,7	0,8	0,75	1190	892,5	45,33333	1,3	1547	981,75
№ 12	Термічний цех	280	2800	170	5	34	0,7	0,85	0,62	1960	1215,2	32,94118	1,12	2195,2	1336,7
№ 13	Прохідна	10	26	5	0,4	12,5	0,6	0,85	0,62	15,6	9,672	10,4	1,14	17,784	10,64
Підсумок		1290	14907				0,6	0,75	0,88	9510,3	8369,064	24,6	1,18	11046,25	8155,5
	Високовольтне обладнання компресорної	6	1620	400	200	2	0,8	0,77	0,83	1296	1075,68			1296	1075,7

Таблиця 3 Освітлення

№	Назва об'єкту	S, м ²	P _о , кВт	Кв	P _{ро} , кВт	cosφ/tgφ	Q _{ро} , кВар
1	Їдальня	2000	0,004	0,7	5,6	0,9/0,484	2,7104
2	ЦЗЛ	5000	0,004	0,85	17	0,9/0,484	8,228
3	Заводоуправління	8125	0,004	0,85	27,625	0,9/0,484	13,3705
4	Матеріальний склад	4750	0,004	0,6	11,4	0,9/0,484	5,5176
5	Головний корпус	14250	0,004	0,85	48,45	0,9/0,484	23,4498
6	Інструментальний цех №1	6250	0,004	0,85	21,25	0,9/0,484	10,285
7	Інструментальний цех №2	5000	0,004	0,85	17	0,9/0,484	8,228
8	Ремонтно-механічний цех	4500	0,004	0,85	15,3	0,9/0,484	7,4052
9	Насосна	1000	0,004	0,85	3,4	0,9/0,484	1,6456
10	Компресорна	1875	0,004	0,85	6,375	0,9/0,484	3,0855
11	Ковальський цех	6500	0,004	0,85	22,1	0,9/0,484	10,6964
12	Термічний цех	1750	0,004	0,85	5,95	0,9/0,484	2,8798
13	Прохідна	300	0,004	0,7	0,84	0,9/0,484	0,40656
14	Зовнішнє освітлення	462500	0,0002	1	92,5	0,9/0,484	44,77

Таблиця 4 Повне навантаження заводу

Найменування приміщення	Рр, кВт	Рро, кВт	Рзаг, кВт	Qр, квар	Qро, квар	Qзаг, квар	Sзаг, кВА
Їдальня	212,22	5,6	217,82	189,54	2,7104	192,2504	290,53
ЦЗЛ	141,61	17	158,61	98,175	8,228	106,403	190,99
Заводоуправління	98,02	27,625	125,645	57,629	13,3705	70,9995	144,32
Матеріальний склад	29,016	11,4	40,416	25,296	5,5176	30,8136	50,82
Головний корпус	2502,5	48,45	2550,95	1706,25	23,4498	1729,6998	3082,08
Інструментальний цех №1	1506,7	21,25	1527,95	1259,7	10,285	1269,985	1986,83
Інструментальний цех №2	1543,36	17	1560,36	1405,56	8,228	1413,788	2105,59
Ремонтно-механічний цех	291,39	15,3	306,69	233,112	7,4052	240,5172	389,75
Насосна	681,45	3,4	684,85	589,05	1,6456	590,6956	904,4
Компресорна	280	6,375	286,375	262,08	3,0855	265,1655	390,29
Ковальський цех	1547	22,1	1569,1	981,75	10,6964	992,4464	1856,62
Термічний цех	2195,2	5,95	2201,15	1336,72	2,8798	1339,5998	2576,74
Прохідна	17,784	0,84	18,624	10,6392	0,40656	11,04576	21,65
Зовнішнє освітлення	-	92,5	92,5	-	44,77	44,77	102,76
Високовольтне обладнання комп.	1296	-	1296	1075,68	-	1075,68	1684,25
Сумарна потужність заводу			12637,04			7222,49956	12663,19

Таблиця 6 Цехові ТП та конденсаторні установки

Sm, кВА	dS, кВА/м2	Sn.тр., кВА	Ne, шт	Qкн1, квар	Qкн2, квар	Qкн сум., квар	Прийнятий тип, к-ть ТП/КУ	Сумарна потужність батарей Qнк.ф, квар
290,53	0,2278	1000	2	<0	209,791	209,791	2хТМЗ-1000-10-0,4 2хУКРМ 0,4 160/6-20	320
144,32								
21,65								
904,4								
102,76								
190,99	0,086	1000	2	<0	<0	<0	2хТМЗ-1000-10-0,4	-
50,82								
389,75								
390,29								
3082,08	0,216	1000	4 (2x2)	<0	<0	<0	4хТМЗ-1000-10-0,4	-
1986,83	0,318	1600	2	<0	<0	<0	2хТМЗ-1600-10-0,4	-
2105,59	0,421	1600	2	<0	<0	<0	2хТМЗ-1600-10-0,4	-
1856,62	0,286	1600	2	<0	<0	<0	2хТМЗ-1600-10-0,4	-
2576,74	1,472	1600	3	<0	<0	<0	3хТМЗ-1600-10-0,4	-

Таблиця 7 Навантаження цехових ТП

Найменування ТП	P _{м.0,38} , кВт	Q _{м.0,38} , квар	S _{н.тр} , кВА	P _{м10} , кВт	Q _{м10} , кВт	S _{м10} , кВА
ТП1	1139,439	907,05	2000	1179,439	1107,05	1617,6
ТП2	792,091	642,8993	2000	832,091	842,8993	1184,42
ТП31	1275,475	864,8499	2000	1315,475	1064,8499	1692,45
ТП32	1275,475	864,8499	2000	1315,475	1064,8499	1692,45
ТП4	1527,95	1269,985	3200	1591,95	1589,985	2249,97
ТП5	1560,36	1413,788	3200	1624,36	1733,788	2375,83
ТП6	1569,1	992,4464	3200	1633,1	1312,4464	2095,12
ТП7	2201,15	1339,5998	4800	2297,15	1819,5998	2930,5

Таблиця 8.1 Кабельні лінії 10 кВ

Ділянка кабелю	Sp л, кВА	Lкл, км	Ip, А	Fек, мм2	Idоп, 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-ТП31	3384,9	0,1	186,121	206,8	314	240	ААБл 3х240	0,078	0,125
ТП31-ТП32	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

Таблиця 8.2 Кабельні лінії живлення АД 10 кВ

Тип АД	РномАД, кВт	cos(fi)	η, %	ІномАД, А	Feк, мм2	Ідоп			
ДАЗО4-400ХК-6МТ2	200	0,84	92,6	14,14	15,71	126	ААбл 3х35	0,09	0,868
ДАЗО4-400ХК-6МТ2	200	0,84	92,6	14,14	15,71	126	ААбл 3х35	0,09	0,868
ДАЗО4-400ХК-4МТ2	220	0,87	93	14,95	16,61	126	ААбл 3х35	0,09	0,868
А4-400У-8МУ3	300	0,82	93,4	21,54	23,93	126	ААбл 3х35	0,09	0,868
А4-400У-8МУ3	300	0,82	93,4	21,54	23,93	126	ААбл 3х35	0,09	0,868
А4-450У-10МУ3	400	0,82	93,4	28,72	31,91	126	ААбл 3х35	0,09	0,868

Таблиця 9 Струми КЗ

Точка КЗ	К1	К2	К3	К4	К5	К6	К7	К8	К9	К10	К11
Місце КЗ	ПЛ	Шини ГПП 10кВ	Шини ТП 10 кВ								РПАД 10 кВ
Zзак, 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, кА2*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

Таблиця 17 розподіл ЕП РМЦ

Найменування точки розподілу	Під'єднані ЕП	Назва ЕП	Потужність групи ЕП Р, кВт	Роз. потужність точки S, кВА	Роз. струм точки I, А
Збірний щит - ЗЩ 1	1-4	Електроерозійний вер.	64,24	160,17	231,19
	10,11	Горизонтально-фрезерний вер.	21,13		
	12	Прес гідравлічний	29,58		
	13	Токарський вер. з ЧПУ	13,95		
	19	Довбальний вер.	8,03		
	24	Прес механічний	23,24		
Збірний щит - ЗЩ 2	17,18	Вертикально свердлильний вер.	15,21	74,38	107,36
	25-27	Внутрішньошліфувальний вер.	25,36		
	28-30	Поверхньошліфувальний вер.	19,02		
	37	Кран-балка	14,79		
Збірний щит - ЗЩ 3	20-23	Фрезерний вер.	33,81	67,62	97,6
	31-36	Координатно-розточувальний вер.	33,81		
Збірний щит - ЗЩ 4	5-9, 14-16	Токарський вер.	71	71	102,48