МІНІСТЕРСТВО ОСВІТИ І НАУКИ УКРАЇНИ
ЗАПОРІЗЬКИЙ НАЦІОНАЛЬНИЙ УНІВЕРСИТЕТ
ІНЖЕНЕРНИЙ НАВЧАЛЬНО-НАУКОВИЙ ІНСТИТУТ ім. Ю.М. ПОТЕБНІ

Кафедра Електричної інженерії та кіберфізичних систем
(повна назва кафедри)

Кваліфікаційна робота

перший (бакалаврський) рівень
(рівень вищої освіти)

на тему: "Аналіз системи електропостачання групи металургійних цехів"

Виконав: студент 4 курсу
спеціальності 141 Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка
(код і назва спеціальності)
спеціалізації
(код і назва спеціалізації)
освітньої програми Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка
(назва освітньої програми)
А.О. Закревський
(ініціали та прізвище)

Керівник ст.викл. Прихно В.Л.
(посада, вчене звання, науковий ступінь, прізвище та ініціали)
Рецензент Коломієць Д.М.
(посада, вчене звання, науковий ступінь, прізвище та ініціали)

Запоріжжя
2026

МІНІСТЕРСТВО ОСВІТИ І НАУКИ УКРАЇНИ

ЗАПОРІЗЬКИЙ НАЦІОНАЛЬНИЙ УНІВЕРСИТЕТ

ІНЖЕНЕРНИЙ НАВЧАЛЬНО-НАУКОВИЙ ІНИСТИТУТ ім. Ю.М. ПОТЕБНІ

Кафедра Електричної інженерії та кіберфізичних систем
Рівень вищої освіти перший (бакалаврський) рівень
Спеціальність 141 Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка
(код та назва)
Спеціалізація _____
(код та назва)
Освітня програма Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка

ЗАТВЕРДЖУЮ
В.о. завідувача кафедри ЕІКФС
к.т.н., доц. Дмитро МОРОЗОВ
«_____»_____ 2026 року

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

Закревський Артур Олексійович
(прізвище, ім'я, по батькові)

1 Тема роботи: Аналіз системи електропостачання групи металургійних цехів _____
керівник роботи Прихно В.Л., с.т.викл.,
(прізвище, ім'я, по батькові, науковий ступінь, вчене звання)
затверджені наказом ЗНУ від «_23_» _12__2025__ року № 1833 - с
2 Строк подання студентом роботи 10 червня 2026 р.
3 Вихідні дані до роботи: План розміщення металургійних цехів і їх установлені потужності; зовнішнє джерело живлення.
4 Зміст розрахунково-пояснювальної записки (перелік питань, які потрібно розробити) 1) Аналіз технологічного процесу, ланкою якого є електропривод механізму пересування візка допоміжних підйомів заливочного мостового крана 2) Реконструкція електроприводу шляхом заміни релейно-контактних елементів на безконтактні 3) Охорона праці та захист навколишнього середовища.
5 Перелік графічного матеріалу (з точним зазначенням обов'язкових креслень) 1) план цехів; 2) схема електропостачання напругою 10 кВ; 3) техніко-економічне порівняння варіантів

6 Консультанти розділів роботи

Розділ	Прізвище, ініціали та посада консультанта	Підпис, дата	
		завдання видав	завдання прийняв
Розділ 1-3	Прихно В.Л., с.т.викл.		
Розділ 4-6	Прихно В.Л., с.т.викл.		
Розділ 7-9	Прихно В.Л., с.т.викл.		
Розділ 10-11	Прихно В.Л., с.т.викл.		

7 Дата видачі завдання 09.02.2026 р.

КАЛЕНДАРНИЙ ПЛАН

№ з/п	Назва етапів кваліфікаційної роботи	Строк виконання етапів роботи	Примітка
1	Визначення мети роботи та характеристики об'єкту дослідження	01.03.2026	
2	Визначення розрахункових навантажень та формування схеми електропостачання групи цехів	02.04.2026	
3	Проведення аналізу схеми з метою підвищення економічної ефективності	01.05.2026	
4	Виконання техніко-економічного порівняння варіантів схем внутрішньозаводського електропостачання та обрання найбільш ефективного варіанту	03.06.2026	

Студент _____ _____ Артур ЗАКРЕВСЬКИЙ
(підпис) (ініціали та прізвище)

Керівник роботи _____ _____ Валерія ПРИХНО
(підпис) (ініціали та прізвище)

Нормоконтролер _____ Сергій БАШЛІЙ

Форма № 24

РЕФЕРАТ

Дипломна робота складається з пояснювальної записки: стор. – 72 стр., рис. - 1 , табл. - 9 , джерел - 15 , додатків - 9.

У кваліфікаційній роботі розглянуто питання аналізу та проєктування системи електропостачання групи металургійних цехів промислового підприємства. У роботі наведено характеристику виробництва та виконано аналіз електричних навантажень основних виробничих і допоміжних цехів підприємства. Проведено розрахунок навантажень силової мережі та системи освітлення, визначено загальне розрахункове навантаження підприємства. На підставі отриманих результатів обґрунтовано вибір рівня напруги головної понижувальної підстанції та виконано розрахунок потужності силових трансформаторів.

У процесі проєктування побудовано картограму електричних навантажень та визначено оптимальне місце розташування головної понижувальної підстанції. Розроблено схему внутрішньозаводського електропостачання, виконано вибір кількості та потужності трансформаторів комплектних трансформаторних підстанцій 10/0,4 кВ, а також головної понижувальної підстанції. У роботі виконано техніко-економічне порівняння варіантів схем внутрішньозаводського електропостачання та обрано найбільш ефективний варіант за показниками надійності, економічності та зручності експлуатації.

Ключові слова: система електропостачання, металургійне підприємство, електричне навантаження, головна понижувальна підстанція, комплектна трансформаторна підстанція, силовий трансформатор, картограма навантажень, внутрішньозаводська мережа, компенсація реактивної потужності, енергоефективність, електробезпека.

ЗМІСТ

ВСТУП ……....
1 ЗАГАЛЬНІ ВІДОМОСТІ ПРО ВИРОБНИЦТВО…….....
2 ВИЗНАЧЕННЯ РОЗРАХУНКОВИХ НАВАНТАЖЕНЬ…….....
2.1 Розрахунок навантажень силової мережі …….
2.2 Розрахунок навантаження освітлення…….…….....
2.3 Загальне розрахункове навантаження…….....
3 ВИЗНАЧЕННЯ НАПРУГИ ГОЛОВНОЇ ЗНИЖУВАЛЬНОЇ ПІДСТАНЦІЇ ТА ПОТУЖНОСТІ ТРАНСФОРМАТОРІВ …….....
4 ПОБУДОВА КАРТОГРАМИ НАВАНТАЖЕНЬ І ВИЗНАЧЕННЯ КООРДИНАТ РОЗМІЩЕННЯ.....
5. РОЗРОБКА СХЕМИ ВНУТРІШНЬОЗАВОДСЬКОГО ЕЛЕКТРОПОСТАЧАННЯ.....
6 ВИБІР КІЛЬКОСТІ ТА РОЗРАХУНОК ПОТУЖНОСТІ ТРАНСФОРМАТОРІВ КТП-10/0,4 КВ.....
7 ВИБІР ПОТУЖНОСТІ ТРАНСФОРМАТРІВ ГОЛВНОЇ ПОНИЖУВАЛЬНОЇ ПІДСТАНЦІЇ ТА ЕЛЕМЕНТІВ МЕРЕЖІ НАПРУГОЮ 35 КВ.....
8 ВИБІР ЕЛЕМЕНТІВ ЖИВЛЯЧОЇ МЕРЕЖІ НАПРУГОЮ 10 КВ…….....
9 ВИБІР ВАРІАНТУ СХЕМИ ВНУТРІШНЬОЗАВОДСЬКОГО ЕЛЕКТРОПОСТАЧАННЯ.....
10 КОМПЕНСАЦІЯ РЕАКТИВНОЇ ПОТУЖНОСТІ ТА ЕКОНОМІЯ ЕЛЕКТРОЕНЕРГІЇ ВІД НЕЇ….....
11 ОХОРОНА ПРАЦІ ПРИ РОБОТІ В ЕЛЕКТРОУСТАНОВКАХ…….....
ВИСНОВКИ…….....
СПИСОК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ ПОСИЛАНЬ …….....
ДОДАТКИ……..…….....

ВСТУП

Електропостачання металургійних підприємств є одним із найважливіших елементів виробничого процесу, оскільки від його надійності, безперервності та економічності залежить ефективність роботи технологічного обладнання, якість продукції та рівень енергетичних витрат підприємства. Металургійні цехи належать до категорії потужних споживачів електричної енергії, для яких характерні значні електричні навантаження, наявність великої кількості електротермічних установок, електроприводів та інших енергоємних електроприймачів. Одним із головних завдань системи електропостачання металургійного виробництва є забезпечення необхідного рівня надійності електропостачання при мінімальних витратах на передачу та розподіл електричної енергії. Особливого значення набуває аналіз режимів роботи електричних мереж, оцінка втрат електроенергії та визначення шляхів підвищення енергоефективності системи. У даній роботі виконується аналіз системи електропостачання групи металургійних цехів. У процесі роботи проводиться дослідження структури та режимів функціонування системи електропостачання, розрахунок електричних навантажень, визначення втрат потужності та електричної енергії в окремих елементах мережі, оцінка ефективності роботи електротехнічного обладнання. На основі отриманих результатів розробляються рекомендації щодо підвищення надійності та енергоефективності системи електропостачання, а також оцінюються техніко-економічні показники запропонованих заходів.

Результати виконаного аналізу можуть бути використані для вдосконалення системи електропостачання групи металургійних цехів, зниження експлуатаційних витрат та підвищення ефективності використання електричної енергії на підприємстві.

1 ЗАГАЛЬНІ ВІДОМОСТІ ПРО ВИРОБНИЦТВО

Відповідно до завдання об’єктом дослідження є система електропостачання групи металургійних цехів. До складу підприємства входять основні виробничі та допоміжні об’єкти: плавильний цех, механічний цех, цех зварювання, складальний цех, цех термічної обробки 1, цех термічної обробки 2, компресорна станція, насосний цех, складське приміщення, адміністративні приміщення, пропускний пункт та автостоянка.

Основні технологічні процеси підприємства зосереджені у виробничих цехах металургійного комплексу. Плавильний цех призначений для виплавки металу та підготовки розплаву необхідного хімічного складу. Після цього метал надходить до механічного цеху, де виконується механічна обробка заготовок, токарні, фрезерні, свердлильні та інші операції. У цеху зварювання здійснюється складання та з'єднання металевих конструкцій за допомогою сучасного зварювального обладнання. Подальша обробка виробів проводиться у цехах термічної обробки 1 та 2. Тут виконуються процеси загартування, відпуску, нормалізації та інших видів термічної обробки, що забезпечують необхідні механічні властивості металу. У складальному цеху здійснюється остаточне складання готових виробів та контроль їх відповідності технічним вимогам. Для забезпечення безперервності виробничого процесу на підприємстві також функціонують складське приміщення для зберігання сировини та готової продукції, компресорна станція для виробництва стисненого повітря, а також насосний цех, який забезпечує роботу систем водопостачання та охолодження технологічного обладнання. За умовами виробничого середовища більшість приміщень належить до сухих приміщень із нормальними умовами експлуатації електрообладнання. Насосний цех та окремі ділянки термічних цехів можуть характеризуватися підвищеною вологістю та температурою, що необхідно

враховувати під час вибору електротехнічного обладнання та засобів захисту. Адміністративні приміщення призначені для організації управління виробництвом, планування та контролю технологічних процесів. Пропускний пункт забезпечує контроль доступу персоналу та транспорту на територію підприємства, а автостоянка використовується для розміщення службового та особистого транспорту працівників. Для електропостачання об'єктів підприємства застосовується трифазна система змінного струму напругою 380/220 В частотою 50 Гц із глухозаземленою нейтраллю. Така система дозволяє здійснювати живлення як силових електроприймачів, так і мереж освітлення від спільних трансформаторних підстанцій. Силове обладнання працює від напруги 380 В, а освітлювальні установки — від напруги 220 В, що забезпечує ефективну та надійну експлуатацію системи електропостачання підприємства.

За категорією надійності споживачі групи цехів металургійного заводу відносяться до ІІ категорії надійності електропостачання, за вийнятком компресорної та насосної (І категорія). Вихідні дані надані у таблиці 1.1.

Таблиця 1.1 – Встановлені потужності електроспоживачів

№	Назва електроспоживача	$P_{уст\ i}$·, кВт
1	Автостоянка	75
2	Адміністративні приміщення	400
3	Пропускний пункт	15
4	Компресорна станція	1000
5	Цех термічної обробки 1	600
6	Складальний цех	800
7	Механічний цех	480
8	Складське приміщення	50
9	Цех термічної обробки 2	850
10	Цех зварювання	1500
11	Насосний цех	500
12	Плавильний цех	2500

Число годин використання максимуму Тм = 5300 год/рік.

2 ВИЗНАЧЕННЯ РОЗРАХУНКОВИХ НАВАНТАЖЕНЬ

2.1 Розрахунок навантажень силової мережі

Розрахунок проводимо методом коефіцієнта попиту, що рекомендується для визначення загальних навантажень. Вихідні дані для розрахунку цім методом наступні: значення номінальної активної потужності споживача електроенергії (*Рном*), середньозважені коефіцієнти потужності (*cosφ*), коефіцієнт попиту за активною потужністю (*Кпа*).

Значення коефіцієнтів потужності й попиту наведені в галузевих довідниках і розроблені для кожної галузі.

Розрахункове навантаження за активною та реактивною потужностями (*Рр$_{0,4}$, кВт; Qр$_{0,4}$, кВАр*) визначимо відповідно по формулам:

$$Рр_{0,4} = Кпа \;\; Рном\,, \tag{2.1}$$

$$Qр_{0,4} = Рр \;\; tg\varphi\,. \tag{2.2}$$

Визначимо розрахункове навантаження 0,4 кВ механічного цеху:

$Рр_{0,4}$ = 0,5·480 = 240 кВт,

$Qр_{0,4}$ = 240 ·1,02 = 244,8 кВАр.

Для інших груп електроприймачів розрахунок проводимо аналогічно, а результати зводимо до таблиці 2.1. Електричне навантаження фарбувального цеху розраховано методом упорядкованих діаграм, так як для цього є відповідні цьому методу вихідні дані, а також вказаний метод є рекомендованим під час проектування цехового електропостачання. Результати розрахунку навантаження електроприймачів напругою 0,4 кВ зазначені у таблиці 2.1..

Таблиця 2.1 – Результати розрахунку навантаження електроприймачів напругою 0,4 кВ

№	Назва електроспоживача	*Рном*, кВт	*Кпа,* відн. од.	*cosφ*, відн. од.	*tgφ*, відн. од.	Розрахункове навантаження	
						$Pp_{0,4}$, кВт	$Qp_{0,4}$, кВАр
1	Автостоянка	75	0,3	0,75	0,87	22,5	19,6
2	Адміністративні приміщення	400	0,5	0,75	0,87	200	174
3	Пропускний пункт	15	0,5	0,75	0,87	7,5	6,6
4	Компресорна станція	1000	0,7	0,8	0,75	700	525
5	Цех термічної обробки 1	600	0,7	0,85	0,62	420	260,4
6	Складальний цех	800	0,5	0,75	0,87	400	348
7	Механічний цех	480	0,5	0,7	1,02	240	244,8
8	Складське приміщення	50	0,15	0,6	1,33	7,5	10
9	Цех термічної обробки 2	850	0,7	0,85	0,62	595	368,9
10	Цех зварювання	1500	0,5	0,7	1,02	750	765
11	Насосний цех	500	0,75	0,8	0,75	375	281,3
12	Плавильний цех	2500	0,75	0,85	0,62	1875	1162,5

До електроприймачів напругою вище 1 кВ відносяться синхронні двигуни потужністю 400 кВт кожний і напругою 10 кВ. Їх навантаження розрахуємо методом коефіцієнту попиту (див. формулу (2,1) й (2.2)), де для них $P_{уст\ СД}$ = 1300кВт, $K_п$ = 0,75; *cosφ* = 0,85; *tgφ* = 0,62.

$P_{розр\ СД}$ = 1300·0,75 = 975 кВт

$Q_{розр\ СД}$ = 975·0,62 = 600 кВАр.

2.2 Розрахунок навантаження освітлення

Електричне освітлення у виробничих приміщеннях належить до системи загального рівномірного освітлення та здійснюється за допомогою світильників, навантаження яких рівномірно розподіляється між фазами трифазної електромережі. У зв'язку з цим систему освітлення розглядають як трифазне електричне навантаження.

Розрахунок навантаження загального освітлення цеху виконується методом коефіцієнта попиту. Перед цим необхідно визначити встановлену (номінальну) потужність освітлення цеху $P_{уст.о}$. Найточніше її можна отримати за допомогою світлотехнічного розрахунку, використовуючи метод коефіцієнта використання світлового потоку. Для попередніх обчислень встановлену (номінальну) потужність загального освітлення допускається визначати за відповідною формулою:

$$P_{уст.о} = k p_{п.о} F \cdot 10^{-3}, \text{ кВт}$$

де k — коефіцієнт, який враховує потужність пускових приладів залежно від джерела світла (для ламп розжарювання приймається k=1,0; для ламп типу ДРЛ k=1,1; для ЛЛ низького тиску стартерних k=1,2, безстартерних — k=1,35;

$p_{п.о}$ — питома установлена потужність загального освітлення цеху, Вт/м²;

F — площа цеху (або ділянки цеху), яка підлягає освітленню, м².

При виборі джерела світла для загального внутрішнього освітлення слід використовувати переважно газорозрядні лампи з найбільшою світловою віддачею. Розрахункове активне навантаження загального освітлення цеху визначається як:

$$P_{р.о} = K_{п.о} P_{уст.о},$$

де $K_{п.о}$ — коефіцієнт попиту загального освітлення.

Для виробничих будівель, що складаються з окремих приміщень, приймається коефіцієнт попиту загального освітлення $K_{п.о} = 0,85$, для окремих великих прогонів — $K_{п.о} = 0,95$, для невеликих виробничих будівель — $K_{п.о}=1$.

Розрахункове реактивне навантаження загального освітлення цеху визначається так:

$$Q_{р.о} = P_{р.о} \operatorname{tg}\varphi_0,$$

де $\operatorname{tg}\varphi_0$ відповідає значенню коефіцієнта потужності $\cos\varphi_0$ залежно від виду (типу) джерела світла.

При цьому коефіцієнт активної потужності для ламп розжарювання приймається рівним $\cos\varphi_0 = 1,0$, для ЛЛ низького тиску $\cos\varphi_0 = 0,95$, для ЛЛ високого тиску типу ДРЛ $\cos\varphi_0 = 0,5$.

2.3 Загальне розрахункове навантаження

Для визначення розрахункового навантаження кожного цеху треба знайти суму навантажень силової та освітлювальної мережі. Результати розрахунку представлені в таблиці 2.2.

Таблиця 2.2 – Результати розрахунку навантажень

№	Назва споживача	$Pp_{0,4}$, кВт	$Qp_{0,4}$, кВАр	*Ррosв, кВт*	*Qросв, кВАр*	*Рр*, кВт	*Qр*, кВАр
1	Автостоянка	22,5	19,6	0,9	1,4	23,4	21
2	Адміністративні приміщення	200	174	6,2	9,4	206,2	183,4
3	Пропускний пункт	7,5	6,6	0,4	0,6	7,9	7,2
4	Компресорна станція	700	525	5	7,6	705	532,6
5	Цех термічної обробки 1	420	260,4	6	0	426	260,4
6	Складальний цех	400	348	8	13,8	408	361,8
7	Механічний цех	240	244,8	6,2	10,7	246,2	255,5
8	Складське приміщення	7,5	10	12,3	21,3	19,8	31,3
9	Цех термічної обробки 2	595	368,9	5,6	9,7	600,6	378,6
10	Цех зварювання	750	765	6,1	10,5	756,1	775,5
11	Насосний цех	375	281,3	2,5	3,8	377,5	285,1
12	Плавильний цех	1875	1162,5	8,7	15,1	1883,7	1177,6
Разом						5660,4	4270

3 ВИЗНАЧЕННЯ НАПРУГИ ГОЛОВНОЇ ЗНИЖУВАЛЬНОЇ ПІДСТАНЦІЇ ТА ПОТУЖНОСТІ ТРАНСФОРМАТОРІВ

При проектуванні системи електропостачання вирішується ряд основних питань, таких, як вибір джерела електропостачання, напруги і траси ліній електропередачі від джерела до промислового майданчика і їх конструктивного виконання, числа, потужності і розташування понижувальних підстанцій, напруги і способу виконання розподільної мережі по території промислового підприємства і таке інше. Напруга мереж зовнішнього електропостачання зазвичай визначається технічними умовами енергосистеми на підключення і залежить від потужності підприємства, його віддаленості від джерела живлення, напруги і вільних потужностей джерел живлення, перспектив розвитку мереж енергосистеми і промислових підприємств в даному районі. При цьому повинен враховуватися також характер навантаження — наявність потужних електротермічних і перетворювальних установок, крупних електродвигунів.

Тим часом вибір напруги зовнішніх мереж промислових підприємств проводиться на основі невеликої кількості чітко встановлюваних чинників (навантаження, відстані від джерела живлення, можливих трас ліній електропередачі, характеру споживачів).

Напругу зовнішньої мережі промислового підприємства визначаємо за рекомендованою формулою, кВ:

$$U = 4{,}34 \sqrt{L + 0{,}016 \ \ Pp}\,, \qquad (3.1)$$

де $L =$ км – довжина від джерела живлення до підприємства;

Pp - розрахункове електричне навантаження за активною потужністю, яку необхідно передати від енергосистеми до групи цехів

моторобудівного заводу. Тут в формулу підставляється 1/2 значення навантаження, так як ця потужність передається по двом лініями.

$$U = 4{,}34\ \sqrt{10 + 0{,}016\ \ 5660{,}4 / 2} = 32{,}3\ кВ.$$

Таким чином, обираємо напругу зовнішнього електропостачання – 35 кВ, тим більш є можливість підключитися до трансформатору підстанції енергосистеми з такою вторинною напругою. Також ця напруга є рекомендованою для підприємств з невеликими потужностями.

Тип джерел живлення промислових підприємств обумовлений наступними основними факторами: напругою системи зовнішнього електропостачання, наявністю власних електричних станцій; вимогами надійності по безперебійності живлення. Оскільки понижувальні трансформатори із вторинною напругою 0,4 кВ переважніше встановлювати на напругу 10 кВ, то доцільним виявляється мати на площадці внутрішньозаводських мереж напругу 10 кВ. Тому приймаємо, як джерело живлення групи цехів моторобудівного заводу - головну знижувальну підстанцію (ГЗП 35/10). Кількість трансформаторів цієї ГЗП приймаємо два й їхнє радіальне підключення до підстанції енергосистеми, так як це дасть можливість забезпечити надійне електропостачання.

Номінальна потужність трансформаторів ГЗП 35/10 обираємо за формулою:

$$Sном \geq Sp/(N \cdot Кз), \qquad (3.2)$$

де *Sp* – передана повна потужність, яка враховує й вирішення питання компенсації реактивної потужності згідно вимогам до підключення енергосистеми, кВА;

N – кількість трансформаторів, шт.;

Кз – нормативний коефіцієнт завантаження, який дорівнює 0,7.

Реактивна потужність, яка може бути передана від енергосистеми, визначається через рекомендований коефіцієнт реактивної потужності (у даному випадку 0,3) й дорівнює:

$Qp_1 = Pp \cdot tg\varphi = 5660{,}4 \cdot 0{,}3 = 1698{,}12$ кВАр,

тоді повна потужність визначиться за формулою:

$$Sp = \sqrt{Pp^2 + Qp'^2} = \sqrt{5660{,}4^2 + 1698{,}12^2} = 5909{,}6 \text{ кВА},$$

$Sном \geq 5909{,}6/(2 \cdot 0{,}7) = 4021$ кВА $\rightarrow$ 4000 кВА.

Обираємо трансформатор типу ТМН-4000/35 з наступними технічними характеристиками: *Рхх* = 5,3 кВт, *Ркз* = 33,5 кВт, *Іх* = 0,9 %, *Uк* = 7,5 %.

Також необхідно вибрати переріз повітряної лінії 35 кВ (ПЛ-35 кВ), який обирається за умовами: нагрівання провідників, забезпечення допустимого рівня напруги, за економічної щільністю струму, а також механічної міцності. Так електричне навантаження у післяаварійному режимі за струмом складає:

$I = S_p / \sqrt{3} \times U = 5909{,}6/(1{,}73 \cdot 32{,}3) = 105$ А,

тоді за першою умовою переріз для сталеалюмінієвих проводів складе 16 мм^2 з довготривалим допустимим струмом 105 А. При $j_{ек}$ = 1,1 А/мм^2 та електричним навантаженням у нормальному сталому режимі за струмом – 105/2 = 53 А, переріз буде дорівнювати 53/1,1= 48,2 $\rightarrow$ 35 мм^2. За механічною міцністю (умови корони) мережі 35 кВ не перевіряються.

З вказаними умовами вибору обираємо провід АС-35.

4 ПОБУДОВА КАРТОГРАМИ НАВАНТАЖЕНЬ І ВИЗНАЧЕННЯ КООРДИНАТ РОЗМІЩЕННЯ

Розміщення джерел живлення (ДЖ) проектованої системи електропостачання (СЕП) повинно забезпечувати найменші можливі витрати на всю систему. Для цього необхідно максимально скоротити довжину електричних мереж, що дозволить зменшити втрати електроенергії та падіння напруги у живильних і розподільних мережах промислового підприємства. З цією метою на плані підприємства визначають умовну точку, яка відповідає центру ваги території, де електричні навантаження умовно приймаються за еквівалентні ваги. Таку точку називають центром електричних навантажень (ЦЕН).

Для більш наочного визначення ЦЕН на генеральному плані підприємства будують картограму навантажень. Для кожного цеху зображують коло, центр якого відповідає центру електричних навантажень даного цеху. У розрахунках ЦЕН цеху допускається визначати наближено, вважаючи, що навантаження рівномірно розподілене по всій його території. У такому випадку центр електричних навантажень збігається з геометричним центром цеху.

Для знаходження координат центру електричних навантажень побудуємо картограму електричних навантажень. Вона зображується на генплані у вигляді кіл з радіусом R_i (см) у масштабі:

$$R_i = \sqrt{Pp_i / \pi \ \ m}, \qquad (4.1)$$

де m – масштаб навантаження: 6 кВт/см^2.

Розрахункові значення радіусів картограми наведені у табл. 4.1.

Координати центру електричних навантажень (ЦЕН) визначаються в умовній системі координат, яку довільно наносять на план підприємства із застосуванням умовних одиниць виміру. Найчастіше початок такої системи координат розташовують у нижньому лівому куті території підприємства.

Визначимо місце розташування ГЗП 35/10 , яке рекомендується встановлювати у центрі електричного навантаження (ЦЕН), координати якого визначаються за формулою:

$$\begin{aligned} x_{ЦЭН} &= \sum_{i}^{n} (Pp_i \ x_i) / \sum_{i}^{n} Pp_i; \\ y_{ЦЭН} &= \sum_{i}^{n} (Pp_i \ y_i) / \sum_{i}^{n} Pp_i \end{aligned}, \qquad (4.2)$$

де (x_i, y_i) – координати *i*-ого цеху, м;

Pp_i - розрахункове активне навантаження *i*-ого цеху, кВт.

Головну понижувальну підстанцію (ГПП) та підстанцію глибокого вводу (ПГВ) рекомендується розташовувати якомога ближче до ЦЕН, дотримуючись вимог ПУЕ та враховуючи особливості планування підприємства, можливість проходження повітряних ліній напругою 35–330 кВ, стан навколишнього середовища та інші важливі чинники. Наприклад, їх можна розташовувати з різних сторін території підприємства, однак бажано — якомога ближче до головних споживачів електроенергії.

У випадках, коли виникає потреба змістити ГПП (ПГВ) відносно ЦЕН через технологічні, архітектурні причини або через розташування цехів чи будівель, таке зміщення слід виконувати у напрямку живильних мереж зовнішнього джерела живлення підприємства. Це дозволяє уникнути зустрічних потоків потужності та зменшити втрати електроенергії.

Зазвичай такі підстанції розміщують поблизу огорожі підприємства. ЦРП, РП та інші вузли систем електропостачання, у яких не відбувається перетворення параметрів електроенергії, рекомендується встановлювати на початку тієї ділянки

мережі, від якої вони отримують живлення. Це робиться для запобігання появі зворотних потоків енергії до підключених підстанцій і споживачів. Цехові трансформаторні та перетворювальні підстанції незалежно від їх потужності й рівня напруги доцільно розташовувати якомога ближче до центру електричних навантажень відповідного цеху. Завдяки цьому скорочується довжина мереж напругою до 1 кВ, що сприяє зменшенню витрат на їх будівництво та знижує втрати енергії і напруги. Водночас збільшується протяжність мереж високої напруги, які забезпечують живлення цехових ТП.

Цехові трансформаторні підстанції класифікують за місцем їх встановлення. Вони можуть бути внутрішньоцеховими, вбудованими в будівлю, прибудованими, окремо розташованими зовні, даховими або підземними. У внутрішньоцехових підстанціях усе обладнання розміщується безпосередньо всередині цеху, а доступ до нього здійснюється з виробничого приміщення. Вбудовані підстанції знаходяться всередині будівлі, але обслуговування трансформаторів і вимикачів виконується із зовнішнього боку. Прибудовані ТП можуть бути закритого типу або мати відкрито встановлені трансформатори біля зовнішньої стіни будівлі. Окремо розташовані зовнішні підстанції будують на території підприємства на певній відстані від виробничих корпусів. Дахові ТП монтують на покрівлі будівлі, а підземні — нижче рівня підлоги у спеціально облаштованих заглибленнях. У сучасній практиці найчастіше використовують комплектні трансформаторні підстанції внутрішнього та зовнішнього виконання.

Від традиційних цехових ТП вони відрізняються деякими особливостями конструкції, наприклад використанням штепсельних контактів замість звичайних з’єднань. До складу КТП входять три основні елементи: ввідний пристрій на 6 або 10 кВ, силовий трансформатор та розподільний пристрій низької напруги до 1 кВ. Якщо КТП розташована безпосередньо в цеху, це дозволяє зменшити витрати на будівництво підстанції, скоротити час монтажу та покращити умови її експлуатації й обслуговування. Саме тому для курсових проєктів рекомендують застосовувати внутрішньоцехові КТП, розміщуючи їх якомога ближче до центру електричних навантажень цеху.

Таблиця 4.1 - Вихідні дані та результати розрахунку ЦЕН й радіусів картограми навантажень

№	Назва споживача	Pp_i, кВт	R_i, см	x_i, м	y_i, м	$Pp_i \cdot x_i$, кВт·м	$Pp_i \cdot y_i$, кВт·м
1	Автостоянка	23,4	1,1	145	1000	3393	23400
2	Адміністративні приміщення	206,2	3,3	550	1010	113410	208262
3	Пропускний пункт	7,9	0,6	1070	1060	8453	8374
4	Компресорна станція	705	6,1	210	770	148050	542850
5	Цех термічної обробки 1	426	4,7	710	740	302460	315240
6	Складальний цех	408	4,6	1200	750	489600	306000
7	Механічний цех	246,2	3,6	1730	765	425926	188343
8	Складське приміщення	19,8	1,02	2110	650	41778	12870
9	Цех термічної обробки 2	600,6	5,6	190	100	114114	60060
10	Цех зварювання	756,1	6,3	640	110	483904	83171
11	Насосний цех	377,5	4,5	1500	100	566250	37750
12	Плавильний цех	1883,7	10	1910	100	3597867	188370
Сума		5660,4	-	-	-	6295205	1974690

$$x_{ЦЭН} = 6295205 / 5660,4 = 1112 \ м;$$

$$y_{ЦЭН} = 1974690 / 5660,4 = 349 \ м.$$

Встановлюємо ГЗП 35/10 у ЦЕН з координатами рівними (1112,349), як це рекомендується у теорії електропостачанні, тим більш топологічних обмежень в цьому місці не має.

5 РОЗРОБКА СХЕМИ ВНУТРІШНЬОЗАВОДСЬКОГО ЕЛЕКТРОПОСТАЧАННЯ

Схема електропостачання визначає взаємозв’язок між джерелами живлення та споживачами електричної енергії підприємства. Організація живлення промислових підприємств електроенергією виконується проєктними установами спільно з енергосистемою. При цьому враховуються необхідна потужність споживання, особливості технологічних процесів, перспективи розвитку підприємства та системи електропостачання району, а також інші чинники.Крім цього, схема електропостачання підприємства залежить від відстані до джерела живлення, загальної структури електропостачання району, потрібної потужності з урахуванням можливого збільшення навантаження, розташування споживачів на території підприємства, необхідного рівня надійності електропостачання та наявності власного джерела живлення, наприклад заводської теплоелектроцентралі.

Основними джерелами живлення промислових підприємств є енергосистема та власні електростанції підприємства. Додатково можуть використовуватись агрегати гарантованого живлення (АГЖ), дизельні резервні пристрої та джерела живлення допоміжних кіл.

Енергосистеми зазвичай мають кращі техніко-економічні характеристики порівняно із заводськими електростанціями. Проте останні споруджують у випадках, коли це технічно й економічно виправдано, зокрема для одночасного виробництва теплової та електричної енергії. Це доцільно при наявності виробничих відходів, придатних для використання як паливо, значного споживання тепла або підвищених вимог до надійності електропостачання.

АГЖ застосовують для живлення електроприймачів особливої групи надійності як третє незалежне джерело. Якщо потужність таких електроприймачів невелика, використовують агрегати гарантованого живлення потужністю від 16 до 250 кВА.

Джерела живлення допоміжних кіл забезпечують роботу апаратів захисту, сигналізації та систем керування комутаційними пристроями, зокрема вимикачами з дистанційним керуванням.

Основними принципами побудови схем електропостачання промислових підприємств є: Перший принцип полягає у максимальному наближенні джерела живлення високої напруги до електроустановок споживачів. Це дозволяє зменшити кількість мережевих ділянок, проміжних трансформацій та комутацій. Другий принцип передбачає резервування живлення для різних категорій надійності. У схемах електропостачання всі елементи — лінії та трансформатори — повинні працювати під навантаженням у нормальному режимі, а у випадку аварії забезпечувати живлення споживачів, які залишились у роботі, з урахуванням допустимих перевантажень. Третій принцип — секціонування всіх ланок системи електропостачання. Для цього на секційних апаратах встановлюють пристрої автоматичного введення резерву (АВР). Четвертий принцип стосується вибору режиму роботи елементів системи електропостачання. Найчастіше застосовується роздільна робота ліній і трансформаторів, що сприяє зниженню струмів короткого замикання, використанню простішої та дешевшої комутаційної апаратури, а також спрощенню релейного захисту.

Залежно від напруги джерела живлення електропостачання підприємств може виконуватись за двома основними варіантами:

1. схеми напругою 6–10 кВ;
2. схеми напругою 35–220 кВ.

Схеми з напругою 6–10 кВ використовуються для підприємств невеликої потужності, які мають один центральний розподільчий пункт або розподільчий пункт та розташовані на відстані не більше 5–10 км від енергосистеми. Існують різні варіанти таких схем, які забезпечують живлення електроприймачів 1, 2 та 3 категорій надійності.

Для даного підприємства обирається одноступенева радіальна схема електропостачання, яка найчастіше використовується на підприємствах невеликої потужності. Основною перевагою такої схеми є підвищена надійність живлення споживачів електроенергії. За цією схемою електрична енергія від джерела живлення, яким у даному випадку є ГЗП 35/10 кВ, подається до цехових комплектних трансформаторних підстанцій або до синхронних двигунів 10 кВ окремими лініями без відгалужень на інших споживачів. Взаєморезервовані цехові трансформаторні підстанції живляться від різних секцій ГЗП. Для приймання та подальшого розподілу електроенергії трифазного змінного струму частотою 50 і 60 Гц та напругою 6–10 кВ у мережах з ізольованою нейтраллю або нейтраллю, заземленою через дугогасильний реактор, використовуються шафи серії КУ-10Ц, встановлені у ЗРУ-10 кВ ГЗП 35/10. Живлення від головної знижувальної підстанції здійснюється кабельними лініями марки ААШв напругою 10 кВ. Кабельні траси прокладаються паралельно контурам виробничих будівель.

У таблиці 5.1 наведено розподіл електричних навантажень споживачів, які підключаються до цехових КТП, а також сумарні навантаження кожної підстанції. Ці дані використовуються для подальших розрахунків параметрів внутрішньозаводської електричної мережі. Розміщення цехових КТП подано у графічній частині проєкту, а місце встановлення ГЗП 35/10 передбачено в центрі електричних навантажень. Кількість трансформаторних підстанцій визначається з умови, що для кожного технологічного об’єкта встановлюється окрема ТП, якщо його навантаження становить не менше 250 кВА. Якщо навантаження менше зазначеного значення, споживачі об’єднуються з найближчим більш потужним технологічним об’єктом або цехом. Після виконання розподілу електричних навантажень між цеховими КТП розглядаються два можливі варіанти побудови внутрішньозаводської системи електропостачання:

І варіант – змішана схема

ІІ варіант – радіальна схема

Значення електричного навантаження кожної КТП зазначену у таблиці 5.1..

Таблиця 5.1 – Електричне навантаження кожної КТП

КТП1	№ споживача	Назва споживача	*Pp*, кВт	*Qp*, кВАр
	1	Автостоянка	23,4	21
	2	Адміністративні приміщення	206,2	183,4
	4	Компресорна станція	705	532,6
			934,6	737
КТП2	5	Цех термічної обробки 1	426	260,4
КТП5	6	Складальний цех	408	361,8
	7	Ремонтно-механічний цех	246,2	255,5
	3	Пропускний пункт	7,9	7,2
			662,1	884,9
КТП3	8	Складське приміщення	19,8	31,3
	11	Насосний цех	377,5	285,1
	12	Плавильний цех	1883,7	1177,6
			2281	1494
КТП4	9	Цех термічної обробки 2	600,6	378,6
	10	Цех зварювання	756,1	775,5
			1356,7	1154,1

6 ВИБІР КІЛЬКОСТІ ТА РОЗРАХУНОК ПОТУЖНОСТІ ТРАНСФОРМАТОРІВ КТП-10/0,4 КВ

Під час визначення необхідної кількості та потужності трансформаторів для цехових підстанцій враховують такі чинники: категорію надійності електропостачання електроприймачів, величину розрахункового навантаження на третьому рівні системи електропостачання, компенсацію реактивної потужності в мережах до 1 кВ, допустиме завантаження трансформаторів у штатних та аварійних режимах роботи, а також стандартизований ряд їхніх номінальних потужностей.

Кількість цехових підстанцій безпосередньо впливає на витрати, пов’язані з розподільчими пристроями напругою 6–10 кВ, а також із внутрішньоцеховими та внутрішньозаводськими електромережами. Якщо число підстанцій зменшується, а потужність окремих трансформаторів збільшується, скорочується кількість комірок розподільчого пристрою, зменшується сумарна довжина мереж і втрати електроенергії в мережах 6–10 кВ. Разом із тим збільшується протяжність мереж напругою до 1 кВ, що призводить до зростання їх вартості та втрат електроенергії. У разі збільшення кількості трансформаторних підстанцій ситуація протилежна: витрати на низьковольтні мережі зменшуються, проте збільшується число комірок розподільчого пристрою 6–10 кВ та витрати на високовольтні мережі. Тому остаточний вибір виконується на основі техніко-економічного аналізу з обов’язковим забезпеченням необхідної надійності електропостачання.

Однотрансформаторні підстанції доцільно застосовувати для електроприймачів третьої категорії надійності, якщо допускається перерва в електропостачанні на час заміни трансформатора із резервного фонду. Якщо основна частина навантаження належить до третьої категорії, але є також споживачі другої категорії, передбачається взаємне резервування між

сусідніми підстанціями по стороні низької напруги. Такі підстанції повинні живитися від різних секцій джерела живлення або від незалежних джерел. При використанні кабельної перемички резерв потужності приймають у межах 15–30 % від номінальної потужності трансформатора, а при резервуванні за схемою блок-трансформатор–магістраль цей показник становить 35–40 %. Двотрансформаторні підстанції використовують переважно для електроприймачів першої категорії надійності та споживачів особливої групи. Вони також доцільні для цехів із високою щільністю електричних навантажень (понад 0,5 кВА/м²), для зосереджених навантажень, окремо розташованих загальнозаводських об’єктів (наприклад, компресорних і насосних станцій), а також за наявності значної нерівномірності графіків навантаження. Для таких підстанцій необхідно передбачати резервний трансформатор на складі. У разі виходу з ладу одного з трансформаторів інший повинен забезпечити електропостачання всіх електроприймачів першої категорії надійності до моменту заміни пошкодженого обладнання.

Кількість трансформаторів для однієї цехової трансформаторної підстанції, яка в подальшому приймається у вигляді комплектної трансформаторної підстанції (КТП), визначається залежно від категорії надійності електроприймачів та величини їх електричного навантаження. Оскільки більшість цехів належать до споживачів другої категорії надійності, для них приймаються двотрансформаторні КТП. Вибір номінальної потужності трансформаторів виконується з урахуванням компенсації реактивної потужності на стороні низької напруги. Для цього передбачається встановлення компенсуючих пристроїв на розподільчих пристроях 0,4 кВ КТП (НКП). Такий підхід дозволяє зменшити необхідну потужність трансформаторів, а також скоротити втрати електроенергії в елементах електричної мережі, що забезпечують живлення КТП.

Вибір потужності трансформаторів з урахуванням КРП на стороні низької напруги виконується за такою формулою:

$$S_{ртр} = \frac{Pp}{N \quad K_{знорм}}, \qquad (6.1)$$

де $S_{ртр}$- розрахункова потужність трансформатора, кВА;

Pp – розрахункова активна потужність КТП;

N – кількість трансформаторів КТП;

$K_{знорм}$ – нормативний коефіцієнт навантаження, який дорівнює 0,7 для двох трансформаторній КТП;

$S_{ном}$ – номінальна потужність трансформатора.

У таблиці 6.1 наведено результати вибору номінальної потужності трансформаторів цехових КТП. Також у ній подано перелік споживачів, підключених до кожної підстанції, їх сумарні електричні навантаження та кількість трансформаторів, визначену відповідно до вимог забезпечення необхідної надійності електропостачання.

У таблиці 6.2 подано результати вибору низьковольтних компенсуючих пристроїв, номінальна потужність яких визначається пропускною здатністю трансформатора у післяаварійному режимі, оскільки для електропостачання використовуються двотрансформаторні КТП. Розрахункова потужність НКП визначається як різниця між реактивною потужністю цехової КТП та пропускною здатністю трансформатора. Крім того, у таблиці наведено значення потужності НКП для однієї секції двотрансформаторної підстанції. Отримане значення округлюється до стандартного номіналу, після чого обираються комплектні компенсуючі установки, а також визначаються їх тип і кількість.

Після встановлення компенсуючих пристроїв уточнюється електричне навантаження КТП з урахуванням компенсації реактивної потужності та визначається фактичний коефіцієнт завантаження трансформаторів у нормальному режимі роботи.

Таблиця 6.1 Результати вибору номінальної потужності трансформаторів КТП

Номер КТП	*Pp*, кВт	*Sptp*, кВА	*Sном*, кВА
КТП1	934,6	667,6	1000
КТП2	426	304,3	400
КТП3	2281	1609,3	1600
КТП4	1356,7	969,1	1000
КТП5	662,1	473	630

Розглянемо вибір компенсуючих пристроїв 0,4 кВ на прикладі КТП2. Електричні приймачі, які живляться від цієї підстанції відносяться до I та II категорії з надійності електропостачання, для більшої надійності встановлюємо 2 трансформатори ТМЗ-400/10.

Його паспортні дані:

$S_{ном.Т} = 400$ кВА, $U_{ВН} = 10$ кВ, $U_{НН} = 0,4$ кВ, $U_К = 4,5$ %, $I_х = 2,1$ %, $\Delta P_х = 0,95$ кВт, $\Delta P_к = 5,5$ кВт

Коефіцієнт завантаження приймаємо 0,7 , щоб при виході з ладу одного трансформатора всі приймачі у післяаварійному режимі отримували живлення.

Втрати реактивної потужності:

$\Delta Q_{тр} = ((2,1 \times 400/100) + 0,7^2 \times (4,5 \times 400/100)) \times 2 = 34,4$ кВАр

Визначимо пропускну здатність трансформатора за реактивною потужністю:

$Q_{тр} = \sqrt{(0,7 \times 2 \times 400)^2 - 426^2} = 363,5$ кВАр

Визначимо розрахункову потужність компенсуючих пристроїв на стороні НН:

$Q_{рнкп} = 260,4 + 34,4 - 363,5 = -68,7$

Знак мінус оказує на те що встановлення компенсующих пристроїв на боці 0,4 кВ для КТП2 не є обов'язковим.

$S_{розр.} = \sqrt{426^2 + (260,4 + 34,4 - 2 \times 100)^2} = 436,4$ кВА

$К_{знр} = S_{розр.} / n_Т \times S_{номт}$

$К_{знр} = 436,4 / 2 \times 400 = 0,5$

$К_{знар} = S_{розр.} / S_{номт}$

$К_{знар} = 436,4 / 400 = 1,1$

Таблиця 6.2 – Результати вибору номінальної потужності НКП з урахуванням пропускної здатності трансформаторів

Номер КТП	Електричне навантаження КТП		*Qтр*, кВАр	*Qрнкп*, кВАр	*Qнкп*, кВАр	Тип НКП на 1(2) секції РУ-0,38 кВ	Розрахункове електричне навантаження КТП з урахуванням КРП			
	Рр, кВт	Qр, кВАр					*Рр*, кВт	*Qр*, кВАр	*Sр*, кВА	*Кз*, від.од.
КТП1	934,6	737	1042,4	86,1	100	2хУКЛН2-0,38-50-У3	934,6	637	1190,2	0,7
КТП2	426	260,4	363,5	-68,7	0	---	426	260,4	499,3	0,7
КТП3	2281	1494	1758,2	183,8	500	2хУКЛН-0,38-50-У3 2хУКЛН-0,38-200-50-У3	2281	994	2726,7	0,9
КТП4	1356,7	1154,1	345,5	87,4	700	2хУКЛН-0,38-50-У3 2хУКЛН-0,38-300-150-У3	1356,7	454,1	1781,2	0,7
КТП5	662,1	884,9	582,7	54,2	150	2хУКЛН3-0,38-75-У3	662,1	734,9	1105,2	0,7

7 ВИБІР ПОТУЖНОСТІ ТРАНСФОРМАТОРІВ ГОЛОВНОЇ ПОНИЖУВАЛЬНОЇ ПІДСТАНЦІЇ ТА ЕЛЕМЕНТІВ МЕРЕЖІ НАПРУГОЮ 35 КВ

Головна промислових підприємств здійснюється на основі техніко-економічного аналізу різних варіантів з урахуванням можливості роботи обладнання в режимах перевантаження. Застосування однотрансформаторних головних по понижувальна підстанція (ГПП) являє собою трансформаторну підстанцію з первинною напругою 35–220 кВ, яка отримує електроенергію від енергосистеми та забезпечує її розподіл на рівні напруги 6–10 кВ. Вибір кількості та номінальної потужності силових трансформаторів ГПП допускається лише за наявності централізованого резервування трансформаторів або при поетапному введенні об'єкта в експлуатацію. Такі рішення використовуються досить рідко і переважно для електроприймачів III категорії надійності. Найпоширенішим варіантом для промислових підприємств є двотрансформаторні підстанції, які забезпечують необхідний рівень надійності для електроприймачів I та II категорій, а також ефективно працюють за нерівномірного графіка навантаження. Встановлення понад двох трансформаторів на ГПП доцільне лише в окремих випадках, зокрема при необхідності розподілу різнорідних навантажень між окремими трансформаторами, під час реконструкції підстанції або за умови економічної доцільності встановлення додаткового трансформатора. У післяаварійному режимі роботи, коли один із двох трансформаторів відключається, живлення споживачів повинно здійснюватися від трансформатора, що залишається в роботі, з урахуванням допустимого аварійного перевантаження.

Отже, для двотрансформаторної ГПП номінальна потужність кожного трансформатора повинна задовольняти певні умови.

По-перше, потужність одного трансформатора не може бути меншою за половину розрахункової повної потужності підстанції. Це пояснюється тим, що у разі аварійного відключення одного агрегату другий трансформатор після спрацювання релейного захисту та автоматичного введення резерву має забезпечити живлення всього навантаження підстанції.

Згідно норм технологічного проектування кількість трансформаторів ГЗП повинна дорівнювати двом. Розрахунок потужності трансформатора виконуємо виходячи з економічного режиму роботи у нормальному тривалому режимі та з допустимого перевантаження у після аварійному режимі:

$$S_{т\ розр} = (0{,}65 \div 0{,}7) \cdot S_p,$$

$$S_{т\ розр} = (0{,}65 \quad 0{,}7)\ 5760{,}2 = 3744{,}13 \quad 4032{,}14 \quad кВА$$

$$4000 \quad кВА \rightarrow 2\,хТМН - 4000/35$$

Коефіцієнт завантаження трансформаторів у нормальному режимі:

$$k_з^н = \frac{S_{номГЗП}}{n_m \ S_{номт}}$$

Коефіцієнт завантаження трансформаторів у аварійному режимі визначається за умови виходу з ладу одного трансформатору:

$$k_з^{пар} = \frac{S_{номГЗП}}{(n_m - 1)\ S_{номт}}$$

Коефіцієнт завантаження трансформаторів у нормальному режимі визначається за формулою :

$$k_з^{нр} = \frac{5760,2}{2 \quad 4000} = 0,72 \leq 0,93$$

Коефіцієнт завантаження трансформаторів у аварійному режимі визначається:

$$k_з^{пар} = \frac{5760,2}{1 \quad 4000} = 1,4 \leq 1,4$$

Отримані значення коефіцієнтів завантаження лежать у допустимих межах.

Максимальний режим роботи системи електропостачання характеризується найбільшими значеннями струмів короткого замикання. Такий режим виникає тоді, коли між джерелом живлення і місцем пошкодження знаходиться мінімальна кількість послідовно ввімкнених елементів і максимальна кількість паралельно працюючих гілок. У нормальному режимі електропостачання підприємства трансформатори головної понижувальної підстанції працюють роздільно на секції шин 6 або 10 кВ, а секційний вимикач перебуває у вимкненому стані. Якщо в схемі передбачений розподільний пункт, його секційний вимикач також відключений.

Для максимального режиму в розрахунковій схемі приймається, що один із трансформаторів відключений, а секційний вимикач залишається вимкненим. Подібна ситуація можлива під час проведення планового ремонту трансформатора або післяаварійного відновлення роботи мережі.

При цьому всі робочі електродвигуни залишаються ввімкненими, а трансформатори ГПП працюють за максимально допустимого рівня напруги.

Розрахунок виконується в іменованих одиницях після приведення схеми до основного ступеня напруги. У формулах використовуються такі одиниці вимірювання: повна потужність — МВА, активна потужність — МВт, напруга — кВ, струм — кА, опір — Ом.

Для проведення розрахунків застосовуються вихідні дані, отримані під час виконання попередніх етапів курсової роботи.

Вихідні дані енергосистеми:

- напруга системи в максимальному режимі $U_{с.max}$, кВ;
- початкове значення струму трифазного короткого замикання з боку високої напруги трансформатора ГПП у максимальному режимі $I''_{к.с.max}$, кА.

Вихідні дані трансформаторів ГПП:

- тип вибраного трансформатора;
- номінальна потужність трансформаторів $S_{ном.т}$, МВА;
- номінальна напруга обмотки високої напруги на середньому відгалуженні $U_{ном.ВН}$, кВ;
- номінальна напруга обмотки низької напруги Uном., кВ;
- діапазон регулювання напруги під навантаженням $\Delta U_{РПН}$, %;
- напруга короткого замикання для крайнього відгалуження «–РО» $u_к^{–РО}$, %.

Вибір перерізу повітряної лінії здійснюється за умовою економічної густини струму:

$$S = \frac{I_{\text{розр}}}{j_{\text{ек}}}$$

де $j_{ек}$ = 1,1 – економічна густина струму для ПЛ з алюмінієвими жилами для $5000 \geq T_{max} \geq 3000$, А/мм[11].

$I_{розр}$ – розрахунковий струм, що протікає через ПЛ у нормальному режимі:

$$\text{Ірозр} = \frac{S_{\text{розр}}}{n \cdot \sqrt{3} \cdot U_{\text{розр}}},$$

де n = 2 – кількість ПЛ, що живлять завод.

$$\text{Ірозр} = \frac{5431\ 7}{2 \cdot \sqrt{3} \cdot 35} = 44{,}7 \text{ А}$$

$$S\text{ек} = \frac{44{,}7}{1{,}1} = 40{,}7 \text{ мм}^2$$

Приймаємо провід АС-70 з $I_{\text{тр доп}} = 165 \text{ А}$ і перевіряємо його за умовою тривало допустимого нагріву. За умовою втрат «на корону» при номінальній напрузі 35 кВ провід не перевіряється:

$$I_{\text{тр доп}} \geq I_{\text{р мах}},$$

$$I_{\text{р мах}} = n \cdot I_{\text{р}}$$

$I_{\text{р мах}} = 2 \cdot 44{,}7 = 89{,}6 \text{ А}$

$165 \geq 89{,}6$ умова виконується.

Розрахунок струмів КЗ проводимо методом відносних одиниць.

Приймаємо :

-базисну потужність $S_{баз}$ = 1000 МВА.

-базисні напруги: $U_{баз1}$ = 35 кВ; $U_{баз2}$ = 10 кВ.

Базисний струм:

$$I_{баз} = \frac{S_{баз}}{\sqrt{3} \cdot U_{баз}}$$

$$I_{баз1} = \frac{1000}{\sqrt{3} \cdot 35} = 16{,}8 \text{ кА}$$

$$I_{баз2} = \frac{1000}{\sqrt{3} \cdot 10} = 58{,}8 \text{ кА}$$

Визначаємо опори елементів схеми заміщення.

Опір підстанції енергосистеми з двома трансформаторами 2хТДТН-40000-110/35/10, що є джерелом живлення комбінату:

$$X_{тВС} = \frac{U_{кВС}}{100} \cdot \frac{S_{баз}}{S_{ном\ Т}};$$

$$X_{тВС} = \frac{10{,}5}{100} \cdot \frac{1000}{63} = 1{,}11.$$

Опір трансформатора головної знижувальної підстанції підприємства:

$$X_{тГПП} = \frac{U_{к}}{100} \cdot \frac{S_{баз}}{S_{ном\ Т\ ГПП}};$$

$$X_{тГПП} = \frac{7{,}5}{100} \cdot \frac{1000}{4} = 18{,}711.$$

Опір повітряної лінії довжиною l = 9 км:

$$\text{Хл} = \text{x}_0 \cdot l \cdot \frac{S_{\text{баз}}}{U^2_{\text{ном л}}};$$

Хл = 0,6 ·9·1000/35^2 = 4,4

Опір високовольтних СД:

$$\text{Хсд} = \frac{1}{\text{Кп}} \cdot \frac{S_{\text{баз}} \cdot cos\varphi_{\text{ном}}}{\text{P}_{\text{ном}}}$$

$$\text{Хсд} = \frac{1}{6} \cdot \frac{1000 \cdot 0{,}85}{0{,}4} = 354{,}11.$$

Надперехідна ЕРС системи E"c = 1.

Надперехідна ЕРС СД E"сд = 1,1.

Для т.К1.

Опір короткозамкнутого ланцюга:

$$\text{X}_1 = \text{X}_{\text{т ВС}} + \text{Хл}$$

X_1 = 1,6 + 4,4 = 6,0

$$\text{X}_2 = 18{,}75 + \frac{354{,}2}{2} = 195{,}9$$

У початковий момент часу струм КЗ буде отримувати підживлення від СД і будк дорівнювати:

$$\text{I}''_{\text{к1}} = (\frac{\text{E}''_{\text{с}}}{\text{X}_1} + \frac{\text{E}''_{\text{сд}}}{\text{X}_2}) \cdot \text{I}_{\text{баз1}}$$

$I''_{к1} = (1/6,0 + 1,1/195,9)\cdot 16,8 = 2,9$ кА.

В установленому режимі струм КЗ буде живитися тільки від системи:

$$I_{\infty к1} = \frac{E''_c}{X_1} \cdot I_{баз1}$$

$I_{\infty к1} = 1/6,0 \cdot 16,8 = 2,8$ кА

Ударний струм:

$$i_y = \sqrt{2} \cdot к_y \cdot I''_{к1},$$

где $к_y = 1,8$ – ударний коефіцієнт

$i_{ук1} = \sqrt{2} \cdot 1,8 \cdot 2,9 = 7,4$ кА

Для т.К2:

$$X_1 = X_{т\,ВС} + Хл + X_{т\,ГПП}$$

$$X_2 = Хсд/Nсд$$

$X_1 = 1,6 + 4,4 + 18,75 = 24,75$

$$X_2 = \frac{354,2}{2} = 177,1.$$

$I''_{к2} = (1/24,75 + 1,1/177,1)\cdot 58,8 = 2,7$ кА.

$I_{\infty к2} = 1/24,75 \cdot 58,8 = 2,4$ кА

$i_{ук2} = \sqrt{2} \cdot 1,8 \cdot 2,61 = 6,64$ кА

Вибір апаратів для ГПП здійснюємо за наступними умовами:

$$U_{\text{ном}} \geq U_{\text{с}}$$

$$I_{\text{ном}} \geq I_{\text{р мах}}$$

$$i_{\text{дин}} \geq i_{\text{у}}$$

$$I_t^2 \cdot t_t \geq I_{\infty}^2 \cdot t_{\text{кз}}$$

Для вимикачів крім того, перевіряється за умовою:

$$I_{\text{відкл}} \geq \text{I}''$$

8 ВИБІР ЕЛЕМЕНТІВ ЖИВЛЯЧОЇ МЕРЕЖІ НАПРУГОЮ 10 кВ

Розрахунок струмів короткого замикання (КЗ) виконується з метою вибору та перевірки струмопровідних елементів і електрообладнання з номінальною напругою понад 1 кВ на термічну та електродинамічну стійкість. Крім того, результати розрахунків використовуються для підбору комутаційної апаратури розподільчих пристроїв напругою 6(10) кВ за вимикальною здатністю, а також для визначення параметрів релейного захисту та оцінки його чутливості. Для перевірки струмопровідних частин і електрообладнання застосовують значення струмів трифазного короткого замикання в максимальному режимі роботи мережі. Під час вибору апаратів захисту та комутації враховують як трифазні, так і несиметричні короткі замикання в максимальних і мінімальних режимах роботи системи.

У межах даної роботи розрахунок релейного захисту не проводиться. Тому визначається лише діюче значення періодичної складової струму трифазного короткого замикання в початковий момент аварійного процесу. Розрахунок виконується для однієї характерної точки мережі, розташованої на стороні низької напруги трансформатора головної понижувальної підстанції. При цьому враховується підживлення місця короткого замикання від високовольтних електродвигунів (асинхронних або синхронних залежно від варіанта схеми) та узагальненого навантаження в режимі максимального споживання потужності.

Оскільки джерела живлення знаходяться на значній відстані від розрахункової точки, періодичну складову струму короткого замикання, що надходить від енергосистеми, можна вважати сталою в часі. Таке припущення не є повністю справедливим для складової струму, яка формується електродвигунами під час підживлення місця пошкодження. Проте чинні нормативні документи допускають виконання розрахунків

струмів короткого замикання для вибору та перевірки струмопровідних частин і електрообладнання за початковим значенням струму КЗ, що забезпечує необхідний запас надійності.

Перед виконанням розрахунку струмів короткого замикання необхідно провести аналіз схеми електропостачання та визначити найбільш складні, але водночас реалістичні режими роботи, в яких можуть перебувати її окремі елементи. Саме такі умови повинні бути відображені в розрахунковій схемі, яка використовується як основа для подальших розрахунків і оцінки параметрів електричної мережі. Розрахункова схема являє собою однолінійне зображення електричної мережі разом з електрообладнанням і провідниками, які необхідно підібрати та перевірити за умовами короткого замикання (КЗ). До складу розрахункової схеми включають усі елементи, через які може проходити струм КЗ: електроенергетичну систему, генератори, синхронні компенсатори, високовольтні асинхронні та синхронні двигуни, узагальнене навантаження з незначним впливом на струм КЗ, автотрансформатори, трансформатори, реактори, струмопроводи, а також повітряні й кабельні лінії. Для кожного елемента на схемі зазначають його основні технічні параметри.

Якщо в схемі присутні декілька однотипних генераторів, трансформаторів або високовольтних електродвигунів, які відносно точки КЗ мають однакове підключення, їх доцільно замінювати одним еквівалентним елементом. Його номінальна потужність визначається як добуток кількості однакових пристроїв на потужність одного генератора, трансформатора чи електродвигуна. На схемі також позначають точки короткого замикання, які обираються відповідно до поставленої мети розрахунків.

Під час вибору та перевірки вимикачів на лініях напругою 6–35 кВ, що відходять від шин розподільчого пристрою та не мають реакторів, розрахунковим вважається режим КЗ безпосередньо за вимикачем у пасивному елементі, який не є джерелом струму короткого замикання.

Для розглянутої схеми електропостачання джерело живлення приймається як джерело необмеженої потужності. Тому під час виникнення короткого замикання періодична складова струму в точці КЗ характеризується сталою амплітудою, що не змінюється в часі. Внаслідок цього її ефективне (діюче) значення залишається постійним протягом усього аварійного режиму та визначається в кА:

$$I = I = \frac{U_{кз}}{\sqrt{3}\, X_{кз}}, \qquad (8.1)$$

де $U_{кз}$ – середнє значення напруги у точці к.з., кВ;

$Z_{кз}$ – опір короткозамкнутого кола до точці к.з., Ом.

Згідно схеми заміщення опір коротко замкнутого кола до точки к.з. складається з опірив трансформатору джерела живлення $Uк_{вс}$ = 10,5%, питомий опір повітряної лінії 35 кВ x_o = 4 Ом/км, а також трансформатору ГЗП 35/10 типу $Uк$ = 7,5%.

Розрахуємо опір кожного елементу та приведемо його до ступені к.з. – 10 кВ через зворотний коефіцієнт трансформації у квадраті ($Ктр$ = 35/10 = 3,5, $1/Ктр^2$ = 0,08), Ом. Реактивний опір трансформатору та повітряної лінії визначається відповідно так, Ом:

$$x_{тр} = \frac{Uк \;\; U^2_{ном}}{100 \;\; S_{ном}}, \qquad (8.2)$$

$$x_{пл} = x_o \cdot l,$$

де $Uк$ – напруга к.з. трансформатору,%;

$Sном$ – номінальна потужність трансформатору, тис.кВА;

$Uном$ – номінальна напруга трансформатору, кВ.

Розрахуємо опори:

$x_{тр1} = 10{,}5 \cdot 35^2/(100 \cdot 40) = 3{,}21$ Ом,

$x_{пл} = 0{,}4 \cdot 12 = 4{,}8$ Ом,

$x_{тр2} = 7{,}5 \cdot 35^2/(100 \cdot 6{,}3) = 14{,}6$ Ом.

Сумарний опір к.з. до точці к.з. *К* складе

$X_{кз} = (x_{тр1} + x_{пл} + x_{тр2})/Ктр^2$, Ом;

$X_{кз} = (3{,}21 + 4{,}8 + 14{,}6) \cdot 0{,}08 = 22{,}6 \cdot 0{,}08 = 1{,}8$ Ом.

Значення струмів к.з. на шинах ЗРУ-10 кВ ГЗП35/10 складе:

$$I = I = \frac{U_{кз}}{\sqrt{3}\, X_{кз}} = 3{,}4\ кА.$$

Ударний струм на шинах ЗРУ-10 кВ ГЗП35/10 визначається за формулою:

$$i_{уд} = \sqrt{2} \cdot K_{уд} \cdot \mathrm{I}\ , \qquad (8.3)$$

де $K_{уд}$ – ударний коефіцієнт, значення якого можна прийняти 1,8;

I – струм у початковий момент режиму короткого замикання – діюче значення періодичної складової струму короткого замикання, кА.

При $K_{уд}$ =1,8 й I = 3,4 ударний струм складе:

$i_{уд} = \sqrt{2} \cdot 1{,}8 \cdot 3{,}4 = 8{,}7$ кА.

Розподільчий пункт 10 кВ складається з окремих комірок КУ-10 Ц з високовольтними вимикачами вакуумного типу ВР. Дані по комірках, а також їх схематичний вигляд наведений в додатках. Вимикачі ВР розраховані на номінальні струми: 630А, 1000А, 1600А, 2000А, 2500А. Максимальний струм спрацювання для цих вимикачів становить: 20кА та 31,5кА.

До складу комірок КУ-10 Ц входить:

- Висувний елемент (візок) з вакуумним або масляним вимикачем
- Збірні шини для розподілу електроенергії.
- Кабельний відсік для підключення силових кабелів
- Відсік релейного захисту та автоматики (РЗА)
- Трансформатори струму (ТС)
- Трансформатори напруги (ТН)
- Заземлювальний роз'єднувач
- Блокувальні пристрої для безпечної експлуатації
- Рухомі та нерухомі контакти первинного кола
- Допоміжні кола керування, сигналізації та захисту

Вимикачі можуть комплектуватися пружинним або електромагнітним приводом.

На кожній секції підстанції встановлено по одному трансформатору власних потреб потужністю 40кВА, які забезпечують потреби самої підстанції: живлення аватоматичних кіл, освітлення, опалення та інші.

Також на кожній секції встановлено по одному трансформатору напруги типу ЗНОЛ. ТН використовують вперш за все для підключення вимірювальних приладів і апаратів захисту.

Розподільчий пристрій ЗРУ-10 кВ буде складатися з двох комірок ввідних, 14 відходячих, з 2 комірок для живлення ТН та одної межсекційної. Розподільні пристрої високої напруги головних понижувальних підстанцій (ГПП) або розподільних пунктів (РП) зазвичай виконуються на базі комплектних розподільних пристроїв (КРП), а значно рідше – камер збірних одностороннього обслуговування (КСО). До складу однієї комірки входять комутаційні та захисні пристрої, трансформатори струму, вимірювальне обладнання та інші допоміжні елементи. У курсовому проєктуванні, як правило, використовуються комірки КРП, тому на початковому етапі необхідно визначитися з конкретною серією таких комірок.

Під час вибору електричних апаратів слід враховувати такі особливості:

1. До розгляду приймаються лише ті апарати, які передбачені конструкцією обраної комірки.
2. Якщо характеристики встановленого в комірці обладнання не відповідають необхідним вимогам, потрібно підібрати інший апарат аналогічного призначення із номенклатури цієї ж серії. За відсутності потрібного варіанта допускається вибір іншої серії комірок.
3. Усі апарати силового кола мають певну пропускну здатність та допустимі межі стійкості до аварійних режимів, тому перед їх вибором необхідно детально ознайомитися з технічними характеристиками самої комірки.

У цій роботі вибір виконується для електричних апаратів, які встановлюються:

У комірках розподільних пристроїв ГПП або РП, до яких підключаються кабельні лінії живлення трансформаторних підстанцій, розподільних пунктів або високовольтних електродвигунів та шафах високовольтного вводу комплектних трансформаторних підстанцій типу ШВВ-2, обладнаних вимикачем навантаження та високовольтними запобіжниками при магістральній схемі електропостачання.

У разі використання радіальної схеми живлення КТП застосовується шафа високовольтного вводу типу ШВВ-1, яка не містить високовольтних електричних апаратів.Для кожної комірки необхідно підібрати вимикач і трансформатори струму, а для трансформаторів струму нульової послідовності визначається лише їх тип. Необхідні технічні параметри обладнання беруть із каталогів та довідкової літератури.

Відомо, що високовольтні комутаційні апарати вибирають за номінальними параметрами і перевіряють на комутаційну здатність, на динамічну та термічну стійкість до струмів короткого замикання.

Вибір за номінальними параметрами виконують за такими умовами:

$$U_{ном} >= U_{ном\ мереж}, \quad (8.4)$$

$$I_{ном} >= I_{р}, \quad (8.5)$$

де $U_{ном}$, $I_{ном}$ - номінальні параметри вимикачів, кВ, А;

$U_{ном}$ мережі – номінальна напруга мережі, яка дорівнює 10 кВ;

$I_{р}$ – максимальний розрахунковий струм, який дорівнює значенню у післяаварійному режимі.

В практичних розрахунках перевірка на комутаційну здатність може бути зведена до наступних умов:

$$I_{ном\ вимик} >= I''. \quad (8.6)$$

Перевірка на динамічну стійкість виконується за умовами:

$$i_{дин} >= i_{уд}, \quad (8.7)$$

де iдин – максимальне миттєве значення повного струму електродинамічної стійкості, кА;

Значення струму ударного току на шинах 10 кВ (8,7 кА) значно менше амплітудного значення струму електродинамічної стійкості вимикача обраної комірки 51 кА та 81 кА.

Перевірка на термічну стійкість виконується за умовами:

$$I^2_\tau >= B_к, \qquad (8.8)$$

де $I\tau$ - струм термічної стійкості протягом τ, дорівнює 20 або 31,5 кА, τ = 3 с ;

$Bк$ – розрахункове значення теплового імпульсу, кА^2·с:

$$B_к = I^2\infty \cdot t, \qquad (8.9)$$

де $I\infty$ - діюче значення сталого струму короткого замикання (розрахункові дані), кА;

t – дійсний час вимикання к.з., с.

Дійсний час вимикання к.з. визначається так:

$$t = t_{рз} + t_{вимк} + t_a, \qquad (8.10)$$

де $t_{рз}$ – час дії основного релейного захисту, який для радільних схем живлення КТП можна прийняти 0,1 с;

$t_{вимк}$ – час вимикання вимикача, приймаємо 0,05 с;

t_a – стала часу аперіодичної складової струму к.з., приймаємо 0,05 с.

$t = 0,1 + 0,05 + 0,05 = 0,2$ с.

$B_к = 3,4^2 \cdot 0,2 = 2,31$ кА^2·с.

$I^2_\tau = 20^2 \cdot 3 = 1200$ кА^2·с, що більше значення Вк = 2,31 кА^2·с.

При наступних даних I'' = 3,4 кА, $I\infty$ = 3,4 кА, $i_{уд}$ = 51 кА, а також найбільшого струму у після аварійному режимі, для вводу Ip =456,4 А при

Sp = 7896,2 кВА, й номінальної напруги мережі 10 кВ обираємо комірки для вводу, секційну та для відходящих ліній з наступними параметрами:

$U_{ном}$ = 10 кВ,
$I_{ном}$ = 630 А,
$I_{ном\ вимик}$ = 20 кА,
$I_{дин}$ = 51 кА,
I_{τ} = 20 кА.

Трансформатори струму підбираються за величиною номінальної напруги, значеннями первинного та вторинного струмів, а також за необхідним класом точності. Зазвичай вони додатково перевіряються на термічну та електродинамічну стійкість під час протікання струмів короткого замикання. Однак, якщо трансформатори вже встановлені в комплектних комірках і така перевірка була виконана виробником, повторно її проводити не потрібно.

Номінальний первинний струм трансформатора визначають з урахуванням характеристик основного електрообладнання та його допустимої перевантажувальної здатності. При цьому робочий струм не повинен перевищувати номінальне значення первинного струму трансформатора. У більшості випадків використовуються трансформатори струму зі стандартним номінальним вторинним струмом 5 А. Вибір класу точності залежить від сфери застосування: для живлення розрахункових лічильників електроенергії використовують трансформатори з класом точності не нижче 0,5, а для технічного обліку допускається застосування пристроїв класу точності 1,0.

Трансформатори напруги, які забезпечують живлення електровимірювальних приладів, обираються за номінальною напругою

первинної обмотки, класом точності, схемою з'єднання обмоток та особливостями конструкції. Відповідність обраного класу точності перевіряється шляхом порівняння фактичного навантаження вторинного кола S_2, створеного підключеними приладами, з номінальною потужністю вторинної обмотки S_{2H}, яка встановлена для даного трансформатора напруги при відповідному класі точності.

Результат вибору апаратів наведеннний у додатку 9.

Вибір перерізу провідників (жорстких і гнучких шин, кабельних ліній, ізольованих та неізольованих проводів) передбачає:

1. вибір перерізу за нормальним режимом навантаження;
2. перевірку вибраного перерізу за максимальним режимом навантаження (форсований режим);
3. перевірку вибраного перерізу на стійкість при аварійному режимі;
4. перевірку за умовами відсутності втрат енергії за умовами корони;
5. перевірку за умовами механічної стійкості проводів повітряних ЛЕП відповідно до кліматичних умов місцевості, якщо в СЕП промислового підприємства застосовують повітряні ЛЕП, що може мати місце при дуже великій території підприємства.

Таким чином, величини перерізу повинні бути обрані так, щоб забезпечити для електричної мережі:

а) у нормальному режимі — задану пропускну здатність, допустимі для цього режиму відхилення напруги, економічність;

б) у форсованому режимі — необхідну пропускну здатність, допустимі для цього режиму відхилення напруги;

в) в аварійному режимі — електробезпечність, непошкоджуваність.

Нормальний режим — це такий режим роботи, за якого всі елементи СЕП та електротехнічних установок знаходяться в роботі, а параметри їх режиму не виходять за межі номінальних значень. Нормальний режим роботи кожної електроустановки (генератор, трансформатор, лінія електропередачі тощо) характеризується струмом нормального режиму $I_{норм}$. Граничним характерним випадком нормального режиму є номінальний режим ($I_{ном}$). Провідники будь-якого призначення мають задовольняти вимогам тривалого їх нагрівання струмами як нормального, так і максимального режимів роботи. Крім того, вартість провідника і втрат електроенергії в ньому повинні бути мінімальними. У зв’язку з цим переріз провідників напругою понад 1 кВ вибирають за економічно вигідною густиною струму $J_{ек}$ для навантаження нормального режиму.

Режим максимального навантаження провідників може призвести не тільки до їх перегрівання з порушенням ізоляції, але й до розплавлення жил. Тому переріз провідника, вибраний за економічною густиною струму, перевіряють на нагрівання за величиною струму його максимального навантаження. Для цього допустимий для даного провідника струм з урахуванням відхилення параметрів навколишнього середовища від стандартних умов та коефіцієнтів допустимого перевантаження порівнюють зі струмом його форсованого режиму з урахуванням коефіцієнта резервування.

Якщо по провіднику, який перебуває в середовищі (повітря, земля, вода) при нормованій температурі, тривало протікає струм, що дорівнює допустимому для даного перерізу, то температура жил такого провідника дорівнює нормі. При такій незмінній за величиною температурі строк служби ізоляції провідника становить близько 20–25 років, на який і розрахований провідник. Таким чином, для кабелів з паперовою просоченою

маслоканіфольною та нестікаючою масами ізоляцією (ААБ, АСБ, ААШв та ін.) нормована тривало допустима температура жили +65◦ С (при напрузі 6 кВ) і +60◦ С (при напрузі 10 кВ). Рекомендовано прокладати кабелі в землі (у траншеях). Прокладку в траншеях (від одного до шести кабелів) застосовують на неасфальтованих територіях у випадку малої ймовірності пошкодження кабелів землерийними механізмами, зсувом ґрунту, корозією. Перевагами траншейної прокладки вважають малу вартість ліній, хороші умови охолодження кабелю, малу ймовірність поширення аварії одного кабелю на сусідні паралельні кабелі. Недоліками цього виду прокладки є менша надійність, незручність оглядів і значно більший обсяг робіт при ремонтах та заміні, унаслідок чого сумарні витрати за час експлуатації лінії можуть виявитися більшими, ніж у випадках інших видів прокладки. Для кабелів, прокладених у землі, нормована температура середовища +15◦ С, а на повітрі — +25◦ С.

Передача електроенергії від джерела живлення до електроспоживачів групи цехів металургійного комбінату здійснюється за допомогою кабельних ліній. Вибір перерізу жил кабелів виконується відповідно до таких основних критеріїв:

1. забезпечення допустимого тривалого нагрівання провідників;
2. відповідність економічно оптимальному перерізу;
3. забезпечення термічної стійкості при протіканні струмів короткого замикання.

Для проєктування передбачається використання кабелів марки ААШв. Вихідними даними для визначення необхідного перерізу кабельної лінії напругою 10 кВ на ділянці ГПП–КТП1 є такі параметри:

- розрахунковий стум у після аварійному режимі ($I_{рПАР}$ = 210,5 А);
- розрахунковий струм у нормальному сталому режимі ($I_р$ = 105,2 А);

- j_e – економічна щільність струму, яка для даного проекту дорівнює 1,4 А/мм^2 при числі годин максимумів навантаження від 3000 до 5000 (у нашому випадку 5000 годин) та кабелів з паперовою ізоляцією;
- значення сталого струму к.з. (I_∞ = 3,4 кА, I'' = 3,4 кА), а також дійсний час к.з. t = 0,2 с.

Умова вибору перерізів кабельних ліній за тривалим допустимим нагрівом така:

$$I`_{доп} > I_{рПАР}, \qquad (8.11)$$

$$I`_{доп} = K_{пер} \cdot K_{пр} \cdot K_{сер} \cdot I_{доп}, \qquad (8.12)$$

де $I_{доп}$ – довготривалий допустимий струм одиночного кабелю (обирається згідно таблицям з відповідним йому стандартним перерізом для конкретного типу кабелю й умовам прокладки);

$K_{пер}$ – коефіцієнт допустимого перевантаження, який обирається згідно й дорівнює 1,25;

$K_{пр}$ – поправковий коефіцієнт на кількість кабелів, що лежать поруч у землі, обирається згідно й дорівнює 0,9;

$K_{сер}$ – поправковий коефіцієнт на температуру навколишнього середовища, якщо вона відрізняється від стандартної, й дорівнює 1.

$I_{рПАР}$ - розрахунковий стум у після аварійному режимі, А.

Умова вибору за економічно доцільним перерізом кабелю ($S_{ек}$) така:

$$S_{ек} = I_{р/je} \rightarrow S_{ст}, \qquad (8.13)$$

де $I_р$ - розрахунковий струм у нормальному сталому режимі, А;

j_e – економічна щільність струму, А/мм^2.

Термічно стійкий до струму к.з. переріз визначаємо за формулою, мм^2:

$$Sm = I \quad \sqrt{t} \ / K_m, \qquad (8.14)$$

де I_∞ - значення сталого струму к.з., А (у якості розрахункової точки обирається точка на початку кабельної лінії, тобто приймаємо точку к.з. на шинах ЗРУ-10 кВ ГЗП 35/10 – К1);

t – дійсний час вимикання к.з., с;

K_T – температурний коефіцієнт, що враховує обмеження допустимої температури нагріву жил кабелю, значення якого дорівнює 95 А·с^{0,5}/мм^2 згідно для кабелів з паперовою ізоляцією з алюмінієвими жилами та напругою 10 кВ.

Таким чином, для кабельної лінії, що живить КТП1 для вказаних раніше умовах вибору будуть наступні значення перерізів:

- за тривалим допустимим нагрівом:

$$1,25 \cdot 0,92 \cdot 1 \cdot 205 = 235,8 > 210,5 \rightarrow 95\text{мм}^2 \rightarrow \text{ААШв}(3\text{х}95);$$

- за економічно доцільним перерізом:

$$S_{ек} = 105,2 / 1,4 = 75,2 \text{ мм}^2 \rightarrow 95\text{мм}^2 \rightarrow \text{ААШв}(3\text{х}95);$$

- за умовами термічної стійкості до струму КЗ

$$S_m = 3400\sqrt{0,2} / 95 = 16,1 \text{ мм}^2 \rightarrow 16\text{мм}^2 \rightarrow \text{ААШв}(3\text{х}16).$$

Обираємо найбільше значення перерізу з трьох умов, тобто ААШв (3х 95).

Вихідні дані для вибору перерізів електричної мережі 10 кВ та результати вибору перерізів електричної мережі 10 кВ зазначені у таблицях 8.1 та 8.2..

Таблиця 8.1 – Вихідні дані для вибору перерізів електричної мережі 10 кВ

КТП			Розрахункове ел. навантаження КТП з урахуванням КРП та втрат потужності				
№ КТП	N, шт.	$S_{ном}$, кВА	$P_р$, кВт	$Q_р$, кВАр	$S_р$, кВА	$I_{рпар}$, А	$I_р$, А
КТП1	2	1000	934,6	737	1190,2	61,4	61,4
КТП5	1	630	662,1	884,9	1105,2	50,1	26,1
КТП2	2	400	426	260,4	499,3	32,5	15,8
КТП4	1	1000	1356,7	1154,1	1781,2	77,9	42,3
КТП3	2	1600	2281	1494	2726,7	133,6	67,4

Таблиця 8.2 – Результати вибору перерізів електричної мережі 10 кВ

Ділянка мережі	1			2		3		Переріз кабелю	
	$I_{доп}$, А	$I`_{доп}$, А	S, мм^2	$S_{ек}$, мм^2	$S_{ст}$, мм^2	$S_т$, мм^2	S, мм^2	S, мм^2	n, шт.
ГПП - КТП1	205	235,8	95	75,2	95	16,1	16	95	1
ГПП - КТП2	75	86,3	16	18,9	25	16,1	16	25	1
ГПП - КТП3	75	86,3	16	43,1	50	16,1	16	50	1
ГПП - КТП4	75	86,3	16	17,8	25	16,1	16	25	1
ГПП - КТП5	75	86,3	16	11,9	16	16,1	16	16	1

9 ВИБІР ВАРІАНТУ СХЕМИ ВНУТРІШНЬОЗАВОДСЬКОГО ЕЛЕКТРОПОСТАЧАННЯ

Техніко-економічні розрахунки виконуються для вибору найбільш ефективних технічних рішень у системі електропостачання підприємства. Основними завданнями таких розрахунків є:

1. визначення найдоцільнішої схеми електропостачання окремих цехів і підприємства загалом;
2. обґрунтування оптимальної кількості трансформаторів, їхньої потужності та режимів експлуатації на головних понижувальних і цехових підстанціях;
3. вибір раціональних рівнів напруги для зовнішніх та внутрішніх електричних мереж підприємства;
4. визначення економічно виправданих засобів компенсації реактивної потужності та місць їх встановлення;
5. вибір електротехнічного обладнання і струмопровідних елементів;
6. визначення необхідних перерізів проводів, шин і кабельних ліній;
7. обґрунтування доцільної потужності власних електростанцій або резервних генераторних установок за потреби;
8. вибір оптимальних трас і способів прокладання електричних мереж з урахуванням наявних інженерних комунікацій підприємства.

Головною метою техніко-економічних розрахунків є знаходження найбільш вигідного варіанта схеми електропостачання та оптимальних параметрів її складових елементів. Для промислових підприємств характерна наявність кількох можливих варіантів вирішення однієї й тієї ж задачі,

оскільки різні технічні рішення часто можуть замінювати одне одного. Саме тому виникає необхідність виконання великої кількості складних обчислень. Для спрощення та прискорення цих розрахунків доцільно використовувати сучасні комп'ютерні засоби та спеціалізоване програмне забезпечення.

Під час проведення техніко-економічного аналізу систем електропостачання необхідно забезпечити коректне порівняння можливих варіантів. Для цього враховують такі умови:

1. Технічна співставність. Порівнювати потрібно лише ті варіанти, які можуть виконувати однакові функції та забезпечують необхідні режими роботи при оптимальних технічних параметрах.

2. Економічна співставність. Усі варіанти повинні оцінюватися за однакових економічних умов: з використанням єдиного рівня цін, однакових показників розвитку техніки та єдиної системи економічних критеріїв.

Якщо варіанти відрізняються рівнем надійності, під час економічної оцінки необхідно додатково враховувати можливі збитки, які можуть виникнути через зниження надійності електропостачання. Кожен із розглянутих варіантів повинен відповідати вимогам чинних нормативних документів, галузевих стандартів, інструкцій та Правил улаштування електроустановок (ПУЕ), що регламентують проєктування та експлуатацію систем електропостачання промислових підприємств.

Для внутрішньозаводського електропостачання вибираємо кабель типу ААШв з прокладкою у траншеї.

Кабельну лінію вибираємо за трьома умовами.

За умовою термічної стійкості до струмів КЗ вибираємо кабель з перерізом:

$$S = \frac{I_\infty \cdot \sqrt{t_п}}{C}$$

де $t_п$ - приведений час КЗ, с:

$$t_п = t_{п\,п} + t_{п\,а}$$

де $t_{п\,п}$ – періодична складова $t_п$, що визначається за відповідними кривими в залежності від $t_{кз}$ та β":

$t_{кз}$ - час протікання струму КЗ, приймаємо для радіальної схеми живлення КТП 0,2 с , а для магістральної – 0,7с;

$$\beta'' = \frac{I''}{I_\infty}$$

$t_{п\,а}$ - аперіодична складова $t_п$:

$$t_{п\,а} = 0{,}05 \cdot (\beta'')^2.$$

С = 95 $Ас^{-1/2}/мм^2$ – температурний коефіцієнт, що визначається типом кабеля.

Приймається найближче менше стандартне значення.

β” = 3,4/3,4 = 1

$t_{п\,а} = 0{,}05 \cdot (1)^2 = 0{,}05$ с

Для радіальної схеми живлення КТП:

$t_{п\,п} = 0{,}2$ с

$t_п = 0,2 + 0,05 = 0,25$ с

$S = 2320 \cdot \sqrt{0,25} / 95 = 12,2 \rightarrow 16$ мм^2

Для магістральної схеми живлення КТП:

$t_{п\,п} = 0,8$ с

$t_п = 0,8 + 0,05 = 0,85$ с

$S = 2320 \cdot \sqrt{0,85} / 95 = 22,5 \rightarrow 16$ мм^2

За умовою тривало допустимого нагріву

$$К_{доп} \cdot К_{пр} \cdot К_{сер} \cdot I_{доп} \geq I_{р\,мах}$$

де $К_{доп} = 1,25$ - коефіцієнт допустимого перевантаження КЛ;

$К_{пр}$ - коефіцієнт, що враховує кількість кабелів, що лежать поруч у траншеї, знаходимо для відстані між кабелями 200 мм;

$К_{сер}$ = 1 – поправочний коефіцієнт на температуру навколишнього середовища.

$I_{доп}$ - допустиме значення струму для даного перерізу обраного типу КЛ.

$I_{р\,мах}$ – розрахунковий струм у післяаварійному режимі,

$$S_{ек} = \frac{I_{р\,нр}}{j_е}$$

де $j_е = 1,4$ А/мм^2 - економічна густина струму для КЛ з алюмінієвими жлами при Тмах = 5000 год/рік;

$I_{р\,нр}$ – розрахунковий струм у нормальному режимі, А.

Після визначення перерізу КЛ за трьома умовами обираємо найбільше стандартне значення.

Порівняємо два варіанти схеми внутрішньозаводського електропостачання:

І варіант – змішана схема –КТП 3 живиться за радіальною схемою, оскільки це дозволить забезпечити високу надійність електропостачання т а знизити втрати електроенергії. КТП 1,2,4,5 з'єднані у одиночну магістраль , оскільки вони мають пов'язаний технологічний процес, і вихід з роботи одного з цехів призведе до зупинки інших.

ІІ варіант – радіальна схема – всі КТП отримують живлення за радіальною схемою, що є більш надійною схемою. Визначені перерізи КЛ для двох варіантів схем електропостачання схеми внутрішньозаводського електропостачання.

Вибір оптимального варіанту схеми електропостачання здійснюємо на підставі техніко-економічного порівняння варіантів схем шляхом визначення зведених річних витрат:

$$З = Ен \cdot Кі + Иі$$

де Ен = 0,159 – нормативний коефіцієнт ефективності капітальних вкладень;

Кі – одночасні капітальні затрати на КРП, КЛ та ШВВ і-го варіанту, тис грн.:

$$Кі = Ккрп + Ккл + Кшвв, тис\ грн$$

Иі – експлуатаційні витрати і-го варіанту, тис грн.:

$$Иі = Иа, о + \beta \cdot \Delta W,$$

де Иа,о – експлуатаційні витрати на амортизацію і обслуговування ,тис грн.;

$$Иа, о = \frac{Ка + Ко}{100} \cdot Кі$$

де Ка,о – нормативні коефіцієнти відрахування на амортизацію та обслуговування. Визначаємо, що для обладнання КТП, РП, КП Ка = 6,4 %, Ко = 3 %; для КЛ Ка = 5,3 %, Ко = 2 %.

β = 5 грн/кВтгод - ставка одноставочного тарифа на єлектроєнергию;

ΔW – сумарні втрати активної електроенергії у КЛ, кВт.

$$\Delta W = \sum_{i=1}^{n} \left(3 \cdot I_{р\,нр\,i} \cdot r_{о\,i} \cdot l_i\right) \cdot \tau_м \cdot 10^{-3}, кВт \cdot год$$

де $r_{о\,i}$ - питомий активний опір і-ої КЛ, Ом/км;

l_i - довжина і-ої КЛ, км;

$\tau_м$ - число годин максимальних втрат, год/рік.

$$\tau_м = \left(0{,}124 + \frac{Т_м}{10000}\right) \cdot 8760, год$$

$$\tau_м = \left(0{,}124 + \frac{5000}{10000}\right) \cdot 8760 = 3411 \text{ год.}$$

Порівняння проводиться для елементів схем, що різняться в двох варіантах. Всі деталі та результати надані у додатку.

$З_1 = 0{,}12 \cdot 583{,}2 + 204{,}1 = 274{,}1$ тис грн.

$З_2 = 0{,}12 \cdot 825 + 255{,}1 = 354{,}1$ тис грн.

$$\Delta З = \frac{З_2 - З_1}{З_2}$$

$$\Delta З = \frac{354{,}1 - 274{,}1}{354{,}1} \cdot 100\% = 22{,}6\,\%$$

Варіант І є більш економічно доцільним.

10 КОМПЕНСАЦІЯ РЕАКТИВНОЇ ПОТУЖНОСТІ ТА ЕКОНОМІЯ ЕЛЕКТРОЕНЕРГІЇ ВІД НЕЇ

Коли до електромережі приєднується навантаження активно-індуктивного типу, виникає фазовий зсув: вектор струму I відстає від вектора напруги U на кут φ. Величину $\cos \varphi$ прийнято називати коефіцієнтом потужності. Обладнання з цим типом навантаження забирає з мережі одночасно два види потужності: активну P та реактивну Q.

Енергія активного типу, яку забирають з мережі електроприймачі (ЕП), трансформується в корисні форми енергії: механічну роботу, тепло, енергію стиснутих газів чи повітря тощо, а певна її частина втрачається. Натомість реактивна потужність Q не виконує безпосередньої корисної роботи, а витрачається суто на формування електромагнітних полів у трансформаторах, електричних машинах та лініях електропередачі.

Теоретичні основи електротехніки визначають, що за своєю природою реактивна потужність буває індуктивною або ємнісною. Надалі вважатимемо, що індуктивна складова Q_L є навантажувальною, тоді як ємнісна складова Q_C є генерованою.Протікання реактивних струмів по елементах енергосистеми призводить до негативних наслідків: виникають надлишкові втрати активної потужності в генераторах, лініях та трансформаторах, падає напруга в мережі, змушує встановлювати трансформатори більшої номінальної потужності чи збільшувати їхню кількість, а також суттєво обмежує пропускну спроможність системи електропостачання в цілому. Головними джерелами споживання індуктивної реактивної потужності на заводах та фабриках є асинхронні двигуни (вони забирають левову частку — від 60% до 65%), трансформаторне обладнання, зокрема зварювальне (на них припадає 20–25%), а також вентильні перетворювачі, реактори та інші аналогічні пристрої. Через дію реактивної потужності створюється додаткове завантаження розподільних та живильних мереж об'єкта, що збільшує загальні обсяги

споживання електричної енергії. Для боротьби з цим явищем застосовують заходи зі зниження реактивної потужності, серед яких — природна компенсація (оптимізація власного cos φ) без використання спеціалізованого обладнання — компенсувальних пристроїв.

Природні методи зниження реактивної потужності є економічно найвигіднішими, оскільки не потребують значних фінансових вкладень. Саме тому їх необхідно впроваджувати на виробництві в першу чергу. До таких заходів належать:

1. Оптимізація та автоматизація виробничих циклів. Це дозволяє згладити добовий графік електроспоживання та покращити режим роботи обладнання. Сюди входить: рівномірний розподіл потужності між трьома фазами, розведення за часом обідніх перерв для різних ділянок та цехів, перенесення роботи найбільш енергоємних агрегатів на години мінімального навантаження енергосистеми (і навпаки — зупинка потужних споживачів на плановий ремонт під час пікових годин загальної мережі тощо);

2. проєктування раціональних схем живлення. Досягається шляхом мінімізації кількості проміжних етапів трансформації напруги;

3. модернізація обладнання. Заміна застарілих трансформаторів та інших електротехнічних пристроїв сучасними аналогами, що мають значно менші втрати енергії на перемагнічування сердечників;

4. оптимізація потужності обладнання під реальне навантаження. Заміна недовантажених двигунів і трансформаторів на менш потужні моделі задля забезпечення їхньої максимальної (номінальної) завантаженості;

5. впровадження синхронних двигунів замість асинхронних. Виконується в тих вузлах технологічного процесу, де це дозволяють умови експлуатації та виробничі регламенти;

6. боротьба з неробочими режимами. Обмеження часу роботи двигунів та зварювальних апаратів у режимі холостого ходу, а також уникнення одночасного запуску кількох потужних електроприймачів шляхом рознесення їхнього пуску в часі;

7. підвищення якості технічного обслуговування. Якісний ремонт силових машин та мінімізація перехідних опорів у місцях з'єднання контактів;

8. тимчасове виведення з роботи надлишкових потужностей. Вимкнення частини силових трансформаторів у періоди спаду виробництва або мінімального навантаження.

Наочне уявлення про сутність компенсації реактивної потужності дає рис. 10.1. На рис. 10.1, а зображена схема електричного кола. Нехай до компенсації споживач мав активну потужність P, відповідно струм I_a (відрізок OB на рис. 10.1, б) і реактивну потужність від індуктивного навантаження Q_1 із відповідним струмом I_L (відрізок BA).Повній потужності S_1 відповідає вектор $I_н$ (відрізок OA).Коефіцієнт потужності до компенсації cos φ.Векторна діаграма компенсації представлена на рис. 10.1..

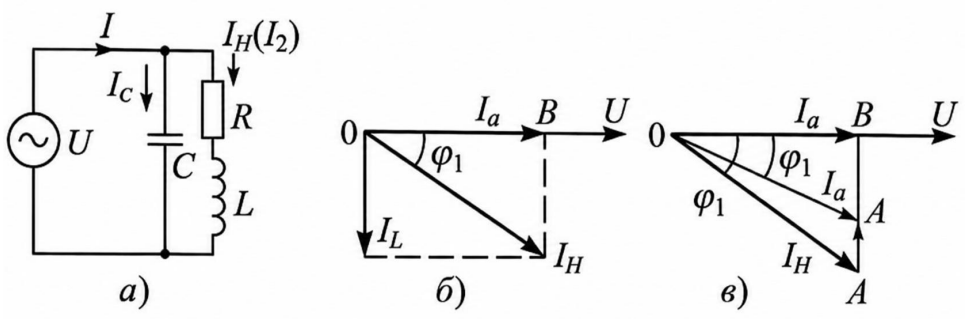


Рис 10.1 Векторна діаграма компенсації реактивної потужності

Після компенсації, тобто після підключення паралельно навантаженню КП (конденсатора) з потужністю $Q_к$ (струм I_C), сумарна реактивна потужність споживача буде вже Q_1 - $Q_к$ (струм I_L - I_C) і відповідно знизиться кут зсуву фаз із φ_1 до φ_2 і підвищиться коефіцієнт потужності з $\cos\varphi_1$ до $\cos\varphi_2$. Повна

споживана потужність при тій самій споживаній активній потужності P (струмі I_a) знизиться з S_1 (струм $I_н$) до S_2 (струм I_2) (відрізок ОА). Отже, в результаті компенсації можна при тому самому перерізі проводів підвищити пропускну спроможність мережі за активною потужністю. До технічних засобів компенсації реактивної потужності належать такі види компенсуючих пристроїв: конденсаторні батареї (КБ), синхронні двигуни, вентильні статичні джерела реактивної потужності (ДРП).

Баланс реактивної потужності підприємства:

$$Q_р + \Sigma\Delta Q_{т\ ктп} + \Delta Q_{т\ гзп} = Q_е + \Sigma Q_{нкп} + \Sigma Q_{вкп},$$

Звідки:

$$\Sigma Q_{вкп} = Q_р + \Sigma\Delta Q_{т\ ктп} + \Delta Q_{т\ гзп} - Q_е - \Sigma Q_{нкп}$$

де $\Sigma Q_{вкп}$ - потужність компенсуючи пристроїв напругою 10кВ;

$Q_р$ - розрахункова потужність з врахуванням компенсуючої здатності СД, КВАр:

$$Q_р = Кр\ мах\ \left(Q_р^{0,4} - Q_{сд}\right),$$

де Крм = 0,9 – коефіцієнт, що враховує розбіжність за часом найбільшого активного навантаження енергосистеми і реактивної потужності підприємства

$Q_р$ = 0,9 (4530,4 - 960) = 3213,4 кВАр;

$\Sigma\Delta Q_{\text{т ктп}}$ - сумарні втрати реактивної потужності у трансформаторах КТП, кВАр:

$$\Sigma\Delta Q_{\text{т ктп}} = 4x28{,}3 + 2x38{,}95 + 41{,}3 + 99{,}03 + 13 = 344{,}55 \text{ кВАр}$$

$\Delta Q_{\text{т гзп}}$ – втрати реактивної потужності у тарнсформаторах ГЗП:

$$\Delta Q_{\text{т гзп}} = \frac{0{,}8 + 0{,}7^2 \cdot 7{,}5}{100} \cdot 4000 = 179 \text{ кВАр}$$

$\Sigma Q_{\text{нкп}}$ - сумарна реактивна потужність КП встановлених на напрузі 0,4кВ (див. табл..11.1)

$$\Sigma Q_{\text{нкп}} = 2 \cdot (220 + 40 + 280 + 170 + 300) = 1480 \text{кВАр}$$

$\sum Q_{\text{вкп}} = 3213{,}4 + 344{,}55 + 179 - 1317{,}4 - 1480 = 939{,}5$ кВАр.

На боці напруги 10кВ встановлювати потрібно компенсуючий пристрій 2хУКЛН-10,5-450-50 У11.

11 ОХОРОНА ПРАЦІ ПРИ РОБОТІ В ЕЛЕКТРОУСТАНОВКАХ

Експлуатація систем електропостачання металургійних підприємств пов'язана з підвищеною небезпекою ураження електричним струмом, виникненням електричних дуг, пожеж та інших аварійних ситуацій. Тому забезпечення безпечних умов праці під час роботи в електроустановках є одним із найважливіших завдань охорони праці на промислових підприємствах. Основними нормативними документами, які регламентують безпечну експлуатацію електроустановок, є Правила безпечної експлуатації електроустановок споживачів, Правила технічної експлуатації електроустановок споживачів, Правила улаштування електроустановок та Закон України «Про охорону праці». До робіт в електроустановках допускаються лише працівники, які пройшли відповідне навчання, перевірку знань нормативних документів, медичний огляд та мають необхідну групу з електробезпеки. Персонал повинен знати будову обладнання, принципи його роботи, можливі небезпечні фактори та порядок дій у разі виникнення аварійних ситуацій.

Основною небезпекою під час роботи в електроустановках є ураження електричним струмом. Ступінь впливу струму на організм людини залежить від величини струму, тривалості його проходження через тіло, роду струму, шляху його проходження та індивідуальних особливостей людини. Наслідками ураження можуть бути опіки, порушення роботи серцево-судинної та нервової систем, втрата свідомості або смертельний випадок. Для запобігання нещасним випадкам застосовують комплекс організаційних і технічних заходів. До організаційних заходів належать оформлення наряду-допуску або розпорядження на виконання робіт, призначення відповідальних осіб, проведення цільового інструктажу та нагляд за виконанням робіт. Перед початком робіт необхідно відключити обладнання від джерел живлення, вжити заходів проти його помилкового ввімкнення та перевірити відсутність

напруги. До технічних заходів належать виконання необхідних відключень, встановлення заземлень, огородження робочого місця, вивішування попереджувальних плакатів і знаків безпеки, застосування блокувань та захисних пристроїв. Особлива увага приділяється справності ізоляції струмоведучих частин, захисному заземленню та зануленню електрообладнання. Під час обслуговування електроустановок працівники повинні використовувати засоби індивідуального захисту: діелектричні рукавички, боти, килимки, ізолювальні штанги, покажчики напруги, захисні каски та окуляри. Усі засоби захисту мають періодично проходити випробування та перевірку відповідно до встановлених вимог.

На металургійних підприємствах додатковими небезпечними факторами є підвищена температура навколишнього середовища, наявність металевого пилу, вібрацій, шуму та значних електромагнітних полів. У зв'язку з цим особливого значення набуває забезпечення належної вентиляції приміщень, підтримання справного стану електрообладнання та проведення регулярних профілактичних оглядів. Важливим елементом системи охорони праці є протипожежний захист електроустановок. Для попередження пожеж необхідно контролювати стан ізоляції кабелів і проводів, не допускати перевантаження електричних мереж, забезпечувати справність комутаційної апаратури та засобів релейного захисту. Приміщення електроустановок повинні бути обладнані первинними засобами пожежогасіння, а персонал має володіти навичками їх використання.

Таким чином, дотримання вимог охорони праці під час експлуатації електроустановок є необхідною умовою забезпечення безпеки персоналу, надійної роботи системи електропостачання та запобігання аваріям на металургійному підприємстві.

ВИСНОВКИ

У даному дипломному проєкті виконано аналіз системи електропостачання групи металургійних цехів та розроблено технічні рішення щодо підвищення ефективності й надійності електропостачання підприємства.

У роботі розглянуто загальні відомості про виробництво, проведено аналіз технологічних процесів та електроспоживання основних цехів. На основі вихідних даних визначено розрахункові навантаження силової та освітлювальної мереж, а також загальне розрахункове навантаження підприємства. Для визначення оптимального розташування джерел живлення побудовано картограму електричних навантажень та встановлено координати центру електричних навантажень. На підставі виконаних розрахунків обґрунтовано вибір напруги головної знижувальної підстанції та визначено необхідну потужність її трансформаторів. Розроблено схему внутрішньозаводського електропостачання, здійснено вибір кількості та потужності трансформаторів комплектних трансформаторних підстанцій 10/0,4 кВ, а також вибрано трансформатори головної понижувальної підстанції та елементи мережі напругою 35 кВ. Виконано вибір основних елементів живлячої мережі напругою 10 кВ з урахуванням вимог надійності, економічності та умов експлуатації. Проведено техніко-економічне порівняння можливих схем внутрішньозаводського електропостачання та обрано найбільш доцільний варіант, який забезпечує необхідний рівень надійності електропостачання металургійних цехів при мінімальних експлуатаційних витратах.

Окрему увагу приділено питанням компенсації реактивної потужності. Виконано розрахунок необхідної компенсації, визначено параметри компенсувальних пристроїв та оцінено економічний ефект від їх

застосування, що дозволяє знизити втрати електроенергії та підвищити енергетичну ефективність системи електропостачання. У розділі з охорони праці розглянуто основні вимоги безпеки під час експлуатації електроустановок, проаналізовано потенційно небезпечні виробничі фактори та наведено заходи щодо забезпечення безпечних умов праці обслуговуючого персоналу.

Отримані результати підтверджують технічну та економічну доцільність запропонованих рішень і можуть бути використані для підвищення надійності, енергоефективності та безпеки системи електропостачання групи металургійних цехів.

СПИСОК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ ПОСИЛАНЬ

1. Шестеренко В. Є. Системи електроспоживання та електропостачання промислових підприємств : підручник. Київ : Нова книга, 2004. 656 с.
2. Шестеренко В. Є. Оптимізація систем електроспоживання промислових підприємств. Київ : Глана, 2001. 215 с.
3. Півняк Г. Г., Винославський В. М., Рибалко А. Я., Несен Л. І. Перехідні процеси в системах електропостачання
4. Мілих В. І., Павленко Т. П. Електропостачання промислових підприємств : підручник. Київ : Каравела, 2023. 272 с.
5. Кузнєцов М. П. Електропостачання промислових підприємств.
6. Праховник А. В., Денисюк С. П. Енергозбереження в промисловості.
7. Денисюк С. П. Енергетичний менеджмент : підручник. Київ : КПІ ім. Ігоря Сікорського, 2015. 340 с.
8. Блінов І. В., Кириленко О. В. Електричні системи та мережі. Київ : Інститут електродинаміки НАН України, 2017. 408 с.
9. Жуйков В. Я., Денисюк С. П. Енергоефективність та енергозбереження в електротехнічних системах. Київ : НТУУ «КПІ», 2018. 300 с.
10. Малахатка Д. О. Електрична частина станцій та підстанцій. Київ : Каравела, 2019. 376 с.
11. Кириленко О. В., Праховник А. В. Електропостачання та електроспоживання. Київ : Політехніка, 2012. 284 с.
12. Сегеда М. С. Електричні мережі та системи : підручник. Львів : Видавництво Львівської політехніки, 2015. 540 с.
13. Сегеда М. С. Релейний захист електроенергетичних систем. Львів : Видавництво Львівської політехніки, 2013. 456 с.
14. Болюх В. Ф., Болюх С. В. Електричні апарати : навчальний посібник. Харків : НТУ «ХПІ», 2016. 328 с.

15. Бардик Є. І. Проектування систем електропостачання промислових підприємств : навчальний посібник. Київ : КПІ ім. Ігоря Сікорського, 2020. 286 с.

ДОДАТКИ

Додаток А

Результати розрахунку електричного навантаження освітлювальної мережі та встановленої потужності світильників електроспоживачів групи цехів металургійного заводу

Таблиця А.1 - Результати розрахунку електричного навантаження освітлювальної мережі електроспоживачів групи цехів металургійного комбінату

№	Назва споживача	*Руст*, кВт	k, в.од.	*cosφ*, в.од.	*tgφ*, в.од.	$Pp_{осв}$, кВт	$Qp_{осв}$, кВАр
1	Автостоянка	0,7	1,25	0,55	1,52	0,9	1,4
2	Адміністративні приміщення	5,5	1,125	0,55	1,52	6,2	9,4
3	Пропускний пункт	0,3	1,25	0,55	1,52	0,4	0,6
4	Компресорна станція	4	1,25	0,55	1,52	5	7,6
5	Цех термічної обробки 1	6	1	1	0	6	0
6	Складальний цех	7,5	1,064	0,5	1,73	8	13,8
7	Механічний цех	5,8	1,064	0,5	1,73	6,2	10,7
8	Складське приміщення	11	1,12	0,5	1,73	12,3	21,3
9	Цех термічної обробки 2	5,3	1,064	0,5	1,73	5,6	9,7
10	Цех зварювання	5,7	1,064	0,5	1,73	6,1	10,5
11	Насосний цех	2	1,25	0,55	1,52	2,5	3,8
12	Плавильний цех	8,2	1,064	0,5	1,73	8,7	15,1

Таблиця А.2 – Результати розрахунку встановленої потужності світильників електроспоживачів групи цехів металургійного заводу

№	Назва споживача	*а*, м	*в*, м	*S*, м²	Тип лампи	*Енорм*, лк	*Н*, м	*Рл*, Вт	*Руд*, Вт/м²	*Руст*, кВт
1	Автостоянка	10	8	80	ЛЛ	200	3,8	160	8,5	0,7
2	Адміністративні приміщення	40	15	600	ЛЛ	200	3,8	160	8,5	5,5
3	Пропускний пункт	8	3	24	ЛЛ	200	3,8	160	8,5	0,3
4	Компресорна станція	15	30	450	ЛЛ	200	3,8	160	8,5	4
5	Цех термічної обробки 1	20	40	800	НГД	150	4	200	12,5	6
6	Складальний цех	15	40	600	ДРЛ	200	6,5	400	12,6	7,5
7	Механічний цех	15	30	450	ДРЛ	200	6,5	400	12,6	5,8
8	Складське приміщення	58	15	870	ЛЛ	150	6,5	400	12,6	11
9	Цех термічної обробки 2	15	28	420	ДРЛ	200	6,5	400	12,6	5,3
10	Цех зварювання	15	30	450	ДРЛ	200	6,5	400	12,6	5,7
11	Насосний цех	15	15	225	ЛЛ	200	3,8	160	8,6	2
12	Плавильний цех	15	43	645	ДРЛ	200	6,5	400	12,6	8,2

Додаток Б

Варіанти схем внутрішньозаводського електропостачання

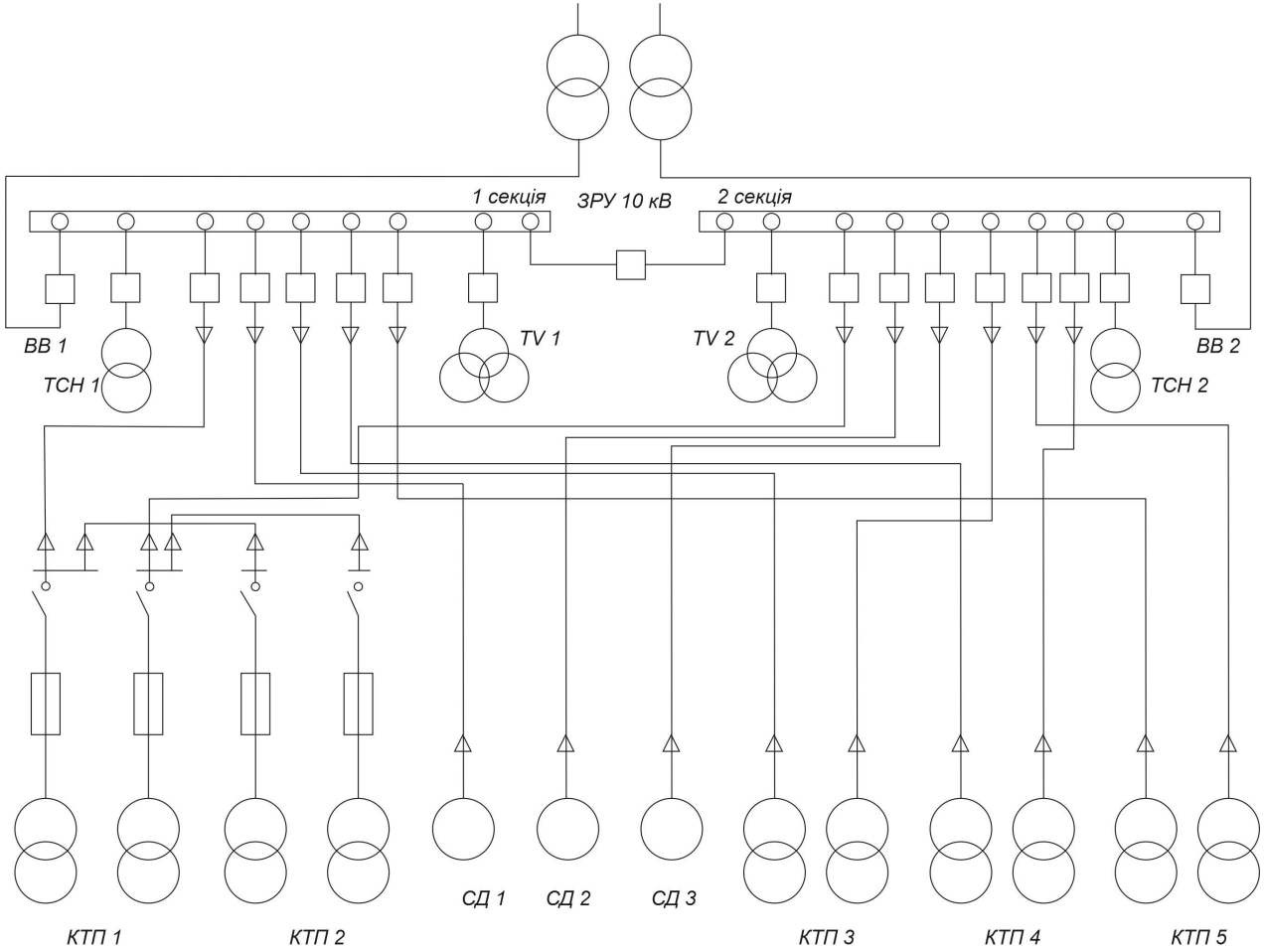


Рисунок Б.1 – Варіант І схеми внутрішньозаводського електропостачання

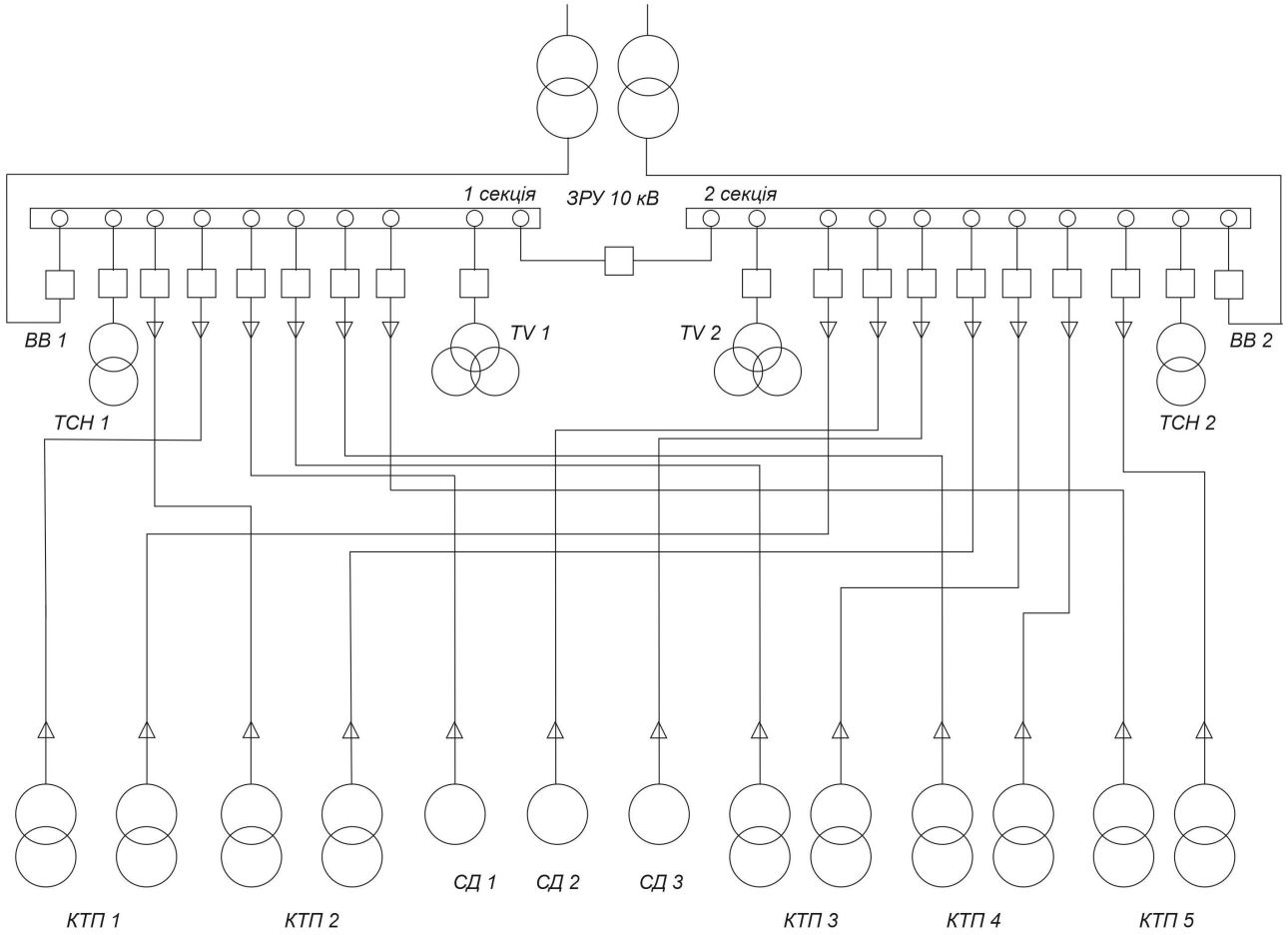


Рисунок Б.2 – Варіант ІІ схеми внутрішньозаводського електропостачання

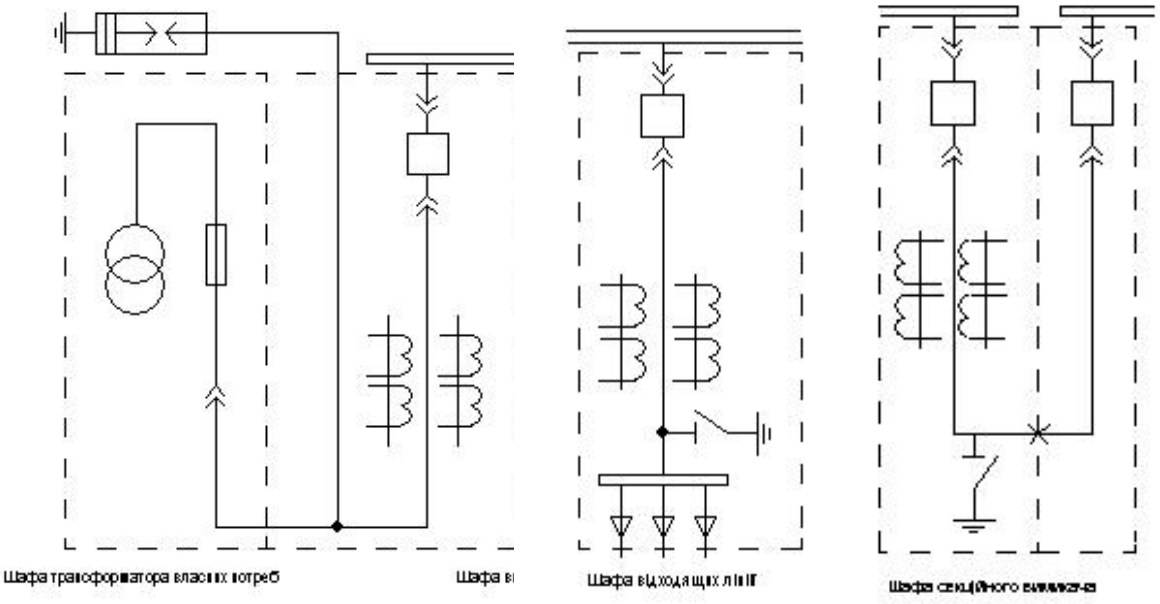
Додаток В

Параметри шафи серії КУ-10 Ц та схема шафи комірок ЗРУ-10кВ ГЗП35/10

Таблиця В.1 – Параметри шафи серії КУ-10 Ц

Параметри	Номінальне значення
Номінальна напруга, кВ	6; 10
Максимальна робоча напруга, кВ	7,2; 12
Номінальний струм головних кіл, А	630;1000;1600;2000; 3150
Номінальний струм збірних шин, А	1000; 1600; 2000; 3150
Номінальний струм вимикання, кА	20; 31,5;40
Амплітудне значення струму електродинамічної стійкості, кА	51; 81
Струм термічної стійкості камер протягом 3с, кА	20; 31,5
Ширина, мм	750, 900
Довжина, мм	1000; 1200; 1300
Висота, мм	2000

Рисунок В.1 – Шафи комірок ЗРУ-10кВ ГЗП 35/10



Додаток Г

Схеми живлення підприємства та заміщення

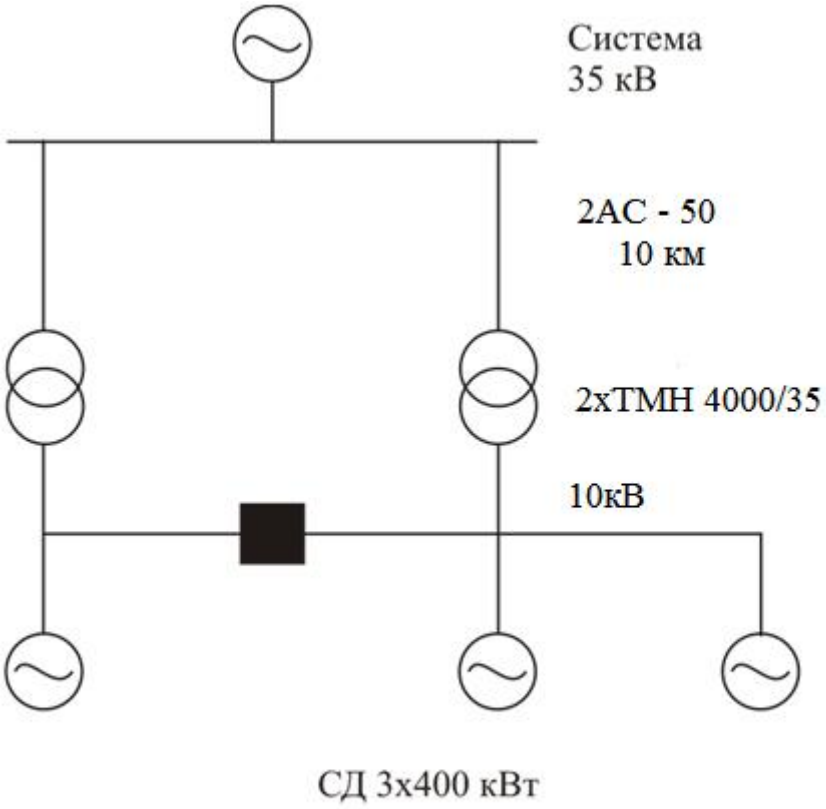


Рисунок Г.1 – Схема живлення підприємства

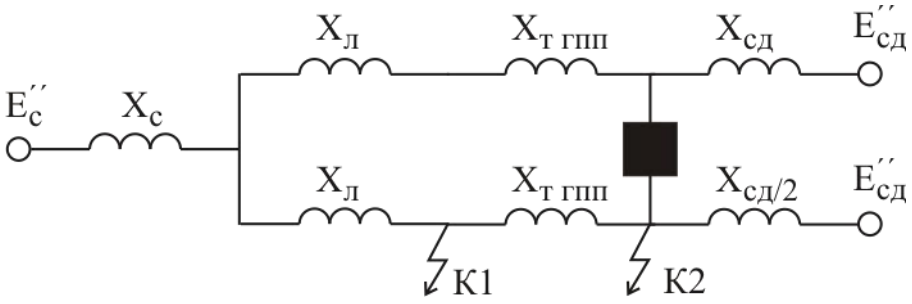


Рисунок Г.2 – Схема заміщення

Додаток Д

Вибір електричних апаратів для ГПП

Таблиця Д.1 – Результати вибору електричних апаратів для ГПП:

Розрахункові дані	Вимикач ВБПЗ-35-12,5/630У1	Роз'єднувач РНДЗ-35/630У1
$U_c = 35$кВ	35	35
$I_{р\,мах} = 89{,}6$ А	630	630
$i_у = 6{,}64$ кА	64	53
$I_\infty^2 \cdot t_t = 7{,}5$ кА^{2}с	$25^2 \cdot 3 = 1875$	$25^2 \cdot 4 = 2500$
I" = 2,61кА	12,5	-

Розрахункові дані	Трансформатор струму	Розрядник РВС-35 У1
$U_c = 35$кВ	35	35
$I_{р\,мах} = 89{,}6$ А	200	-
$i_у = 6{,}64$кА	42	-
$I_\infty^2 \cdot t_t = 7{,}5$ кА^{2}с	7^2*3с = 147	-
I" = 2,61кА	-	-

Додаток Е

Вибір перерізів КЛ

Таблиця Е.1 – Результат вибору перерізів КЛ

КЛ	$S_{розр}$, кВА	S_{max}, кВА	Тривалодопустимий нагрів						Економічно доцільний			На термічну стійкість		$S_{ст}$, мм^2
			nкл	$K_{пр}$	$I_{р\ max}$, А	$I_{р\ max}$/ ($K_{пр}$ $K_{доп}$), А	$I_{доп}$, А	$S_{ст}$, мм^2	$I_{р\ нр}$, А	$S_{ек}$, мм^2	$S_{ст}$, мм^2	$S_{тр}$, мм^2	$S_{ст}$, мм^2	
І варіант														
ЗРУ-10 кВ - КТП2,1 Т1/2	880,75	1761,5	6	0,75	101,7	108,5	115	35	50,85	36,3	50	22,6	16	50
КТП2 Т1/2 – КТП1 Т1/2	439,8	879,6	6	0,75	50,78	54,2	75	16	25,4	18,1	25	22,6	16	25
ЗРУ-10 кВ – КТП3 Т1/2	697,6	1395,1	2	0,9	80,55	71,6	90	25	40,27	28,8	35	22,6	16	35
ЗРУ-10 кВ – КТП4	584,8	584,8	1	1	33,8	27,0	75	16	33,8	24,1	25	22,6	16	25
ЗРУ-10 кВ – КТП5	1463,9	1463,94	2	0,9	84,5	75,1	90	25	84,5	60,4	70	22,6	16	70
ЗРУ-10 кВ – КТП6 Т1/2	153,2	306,4	2	0,9	17,7	15,7	75	16	8,8	6,3	16	22,6	16	16
3 х ЗРУ-10 кВ - СД	400	400	4	0,8	23,1	23,1	75	16	23,1	16,5	25	22,6	16	25
ІІ варіант														
ЗРУ-10 кВ - КТП1 Т1/2	439,8	879,6	6	0,75	50,78	54,2	75	16	25,4	18,1	25	22,6	16	25
ЗРУ –10кВ - КТП2 Т1/2	440,95	881,9	2	0,9	50,9	45,2	75	16	25,5	18,2	25	22,6	16	25
ЗРУ-10 кВ – КТП3 Т1/2	697,6	1395,1	2	0,9	80,5	71,6	75	16	40,3	28,8	35	22,6	16	35
ЗРУ-10 кВ – КТП4	584,8	584,8	1	1	33,8	27	75	16	33,8	24,1	25	22,6	16	25
ЗРУ-10 кВ - КТП5	1463,94	1463,94	2	0,9	84,5	75,1	90	25	84,5	60,4	70	22,6	16	70
ЗРУ-10 кВ - КТП6 Т1/2	153,2	306,4	2	0,9	17,69	15,7	75	16	8,8	6,3	16	22,6	16	16
3 х ЗРУ-10 кВ - СД	400	400	4	0,8	23,1	23,1	75	16	23,1	16,5	25	22,6	16	25

Додаток Є

Розрахунок капітальних втрат та електроенергії у КЛ

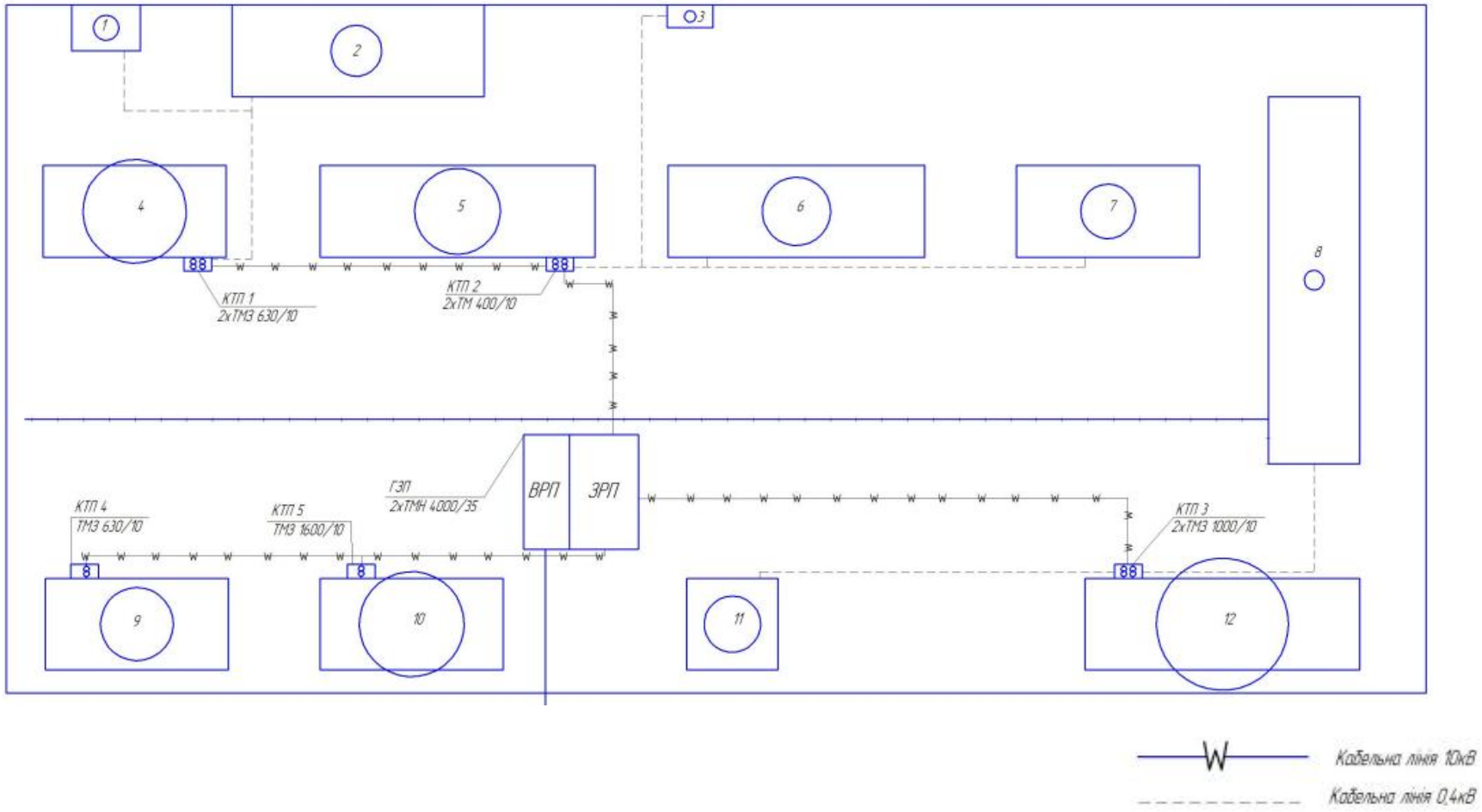
Таблиця Є.1 – Розрахунок капітальних втрат

Обладнання	Вартість одиниці	Варіант 1		Варіант 2	
		Кількість одиниць	Вартість	Кількість одиниць	Вартість
КУ-10Ц	48	12	576	16	768
КЛ, км					
3х50	54,3	0,042	2,3	0,045	2,4
3х35	46,5	0,105	4,9	0,173	8,4
3х25	35,3	-	-	0,105	3,7
ШВВ	4,3	-	0	10	43
Сума			583,2		825

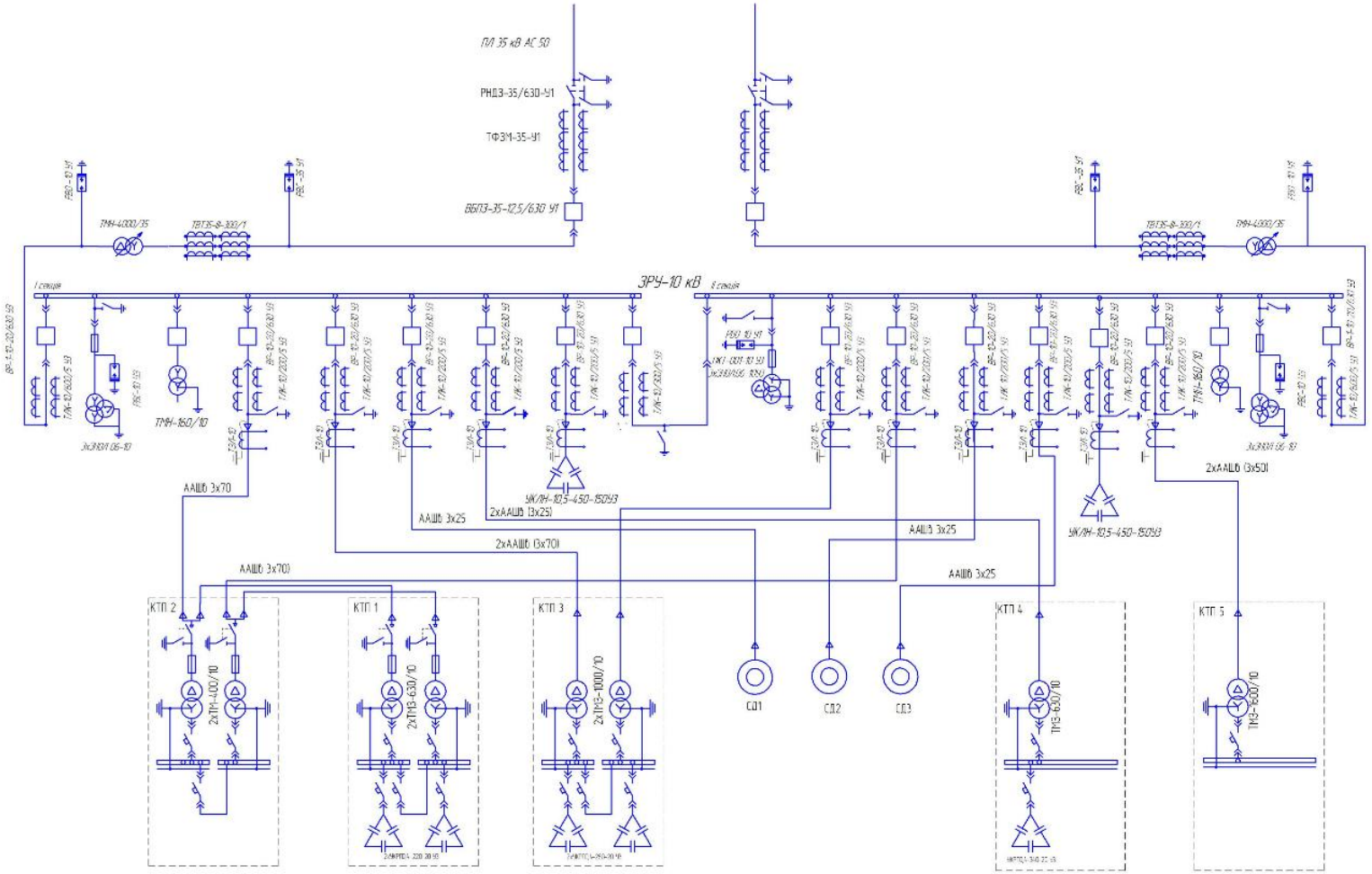
Таблиця Є.2 – Втрати електроенергії у КЛ

Втрати електроенергії у КЛ	Ір нр, А	r_o, Ом/км	l, м	ΔWкл, тис кВт год
Варіант 1				
ЗРУ-10 кВ - КТП2,1 Т1/2	50,85	0,45	110	23,6
КТП2 Т1/2 – КТП1 Т1/2	25,4	0,45	105	22,5
ЗРУ-10 кВ – КТП3 Т1/2	40,27	0,45	63	13,4
ЗРУ-10 кВ – КТП4	33,8	0,22	97	16,1
ЗРУ-10 кВ – КТП5	84,5	0,22	97	16,1
ЗРУ-10 кВ – КТП6 Т1/2	8,8	0,63	105	15,7
3 х ЗРУ-10 кВ - СД	23,1	1,2	105	3,7
Усього				129,9
Варіант 2				
ЗРУ-10 кВ - КТП1 Т1/2	25,4	0,45	110	23,6
ЗРУ –10кВ - КТП2 Т1 /2	25,5	0,45	63	13,4
ЗРУ-10 кВ – КТП3 Т1/2	40,27	0,22	97	16,1
ЗРУ-10 кВ – КТП4 Т1	33,8	0,63	105	15,7
ЗРУ-10 кВ - КТП5 Т1	84,5	0,31	45	8,4
ЗРУ-10 кВ – КТП6 Т1/2	8,8	0,22	97	16,1
3 х ЗРУ-10 кВ - СД	23,1	1,2	105	3,7
Усього				158,1

Додаток Ж


1
2
3
4
5
6
7
8
КТП 1
2хТМЗ 630/10
КТП 2
2хТМ 400/10
ГЗП
2хТМН 4000/35
ВРП
ЗРП
КТП 4
ТМЗ 630/10
КТП 5
ТМЗ 1600/10
КТП 3
2хТМЗ 1000/10
9
10
11
12
Кабельна лінія 10кВ
Кабельна лінія 0,4кВ

Додаток З


ЛЭП 35 кВ АС 50
РНДЗ-35/630-У1
ТФЗМ-35-У1
ВБПЭ-35-12,5/630 У1
ТМН-4000/35
ТВТЭВ-Ф-300/1
ЗРУ-10 кВ
I секция
II секция
ТМН-160/10
2хААШв (3х50)
2хААШв (3х25)
2хААШв (3х70)
ААШв 3х70
ААШв 3х25
5КЛН-10,5-450-150У3
КТП 1
КТП 2
КТП 3
КТП 4
КТП 5
2хТМЗ-400/10
2хТМЗ-630/10
2хТМЗ-1000/10
ТМЗ-630/10
ТМЗ-1600/10
СД1
СД2
СД3