

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

## **КВАЛІФІКАЦІЙНА РОБОТА**

на здобуття освітнього ступеня

### **бакалавр**

(освітній ступінь (освітньо-кваліфікаційний рівень))

на тему: **Система електропостачання заводу з виробництва запасних частин**

Виконав(ла): студент(ка) 4 курсу, групи ЕТЗс-42  
спеціальності 141

Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка  
(шифр і назва спеціальності)

Товт І.В.  
(підпис) (прізвище та ініціали)

Керівник Мовчан Л.Т.  
(підпис) (прізвище та ініціали)

Нормоконтроль Вакуленко О. О.  
(підпис) (прізвище та ініціали)

Завідувач кафедри Тарасенко М. Г.  
(підпис) (прізвище та ініціали)

Рецензент  
(підпис) (прізвище та ініціали)

Тернопіль  
2021

Міністерство освіти і науки України  
Тернопільський національний технічний університет імені Івана Пулюя

Факультет прикладних інформаційних технологій та електроінженерії  
(повна назва факультету)

Кафедра Електричної інженерії  
(повна назва кафедри)

ЗАТВЕРДЖУЮ

Завідувач кафедри

Тарасенко М. Г.

(підпис)

(прізвище та ініціали)

«\_\_» \_\_\_\_\_ 2021 р.

## ЗАВДАННЯ НА КВАЛІФІКАЦІЙНУ РОБОТУ

на здобуття освітнього ступеня бакалавр  
(назва освітнього ступеня)

за спеціальністю 141 – Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка  
(шифр і назва спеціальності)

студенту Товт Іванні Володимирівні  
(прізвище, ім'я, по батькові)

1. Тема роботи Система електропостачання заводу з виробництва запасних частин

Керівник роботи Мовчан Леонід Тимофійович, к.т.н., доцент

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

Затверджені наказом ректора від «23» лютого 2021 року № 4/7-132

2. Термін подання студентом завершеної роботи 10 червня 2021 року

3. Вихідні дані до роботи Потужності районних підстанцій, трансформатори, які на них встановлені, потужність системи, трансформатори системи, зміни роботи підприємства, категорія згідно надійності електропостачання

4. Зміст розрахунково-пояснювальної записки (перелік питань, які потрібно розробити)

1. Аналітичний розділ

2. Проектно-конструкторський розділ

3. Розрахунковий розділ

4. Безпека життєдіяльності та основи охорони праці

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

1. Генеральний план підприємства 1л. ф – А1

2. Схема електропостачання підприємства 1л. ф – А1

3. План розріз та схема заповнення ГПП 1л. ф – А1

4. Релейний захист трансформатора ГПП 1л. ф – А1

5. Варіанти схем зовнішнього і внутрішнього електропостачання 1л. ф – А1

## 6. Консультанти розділів роботи

Розділ	Прізвище, ініціали та посада консультанта	Підпис, дата	
		завдання видав	завдання прийняв
Безпека життєдіяльності та основи охорони праці	Гурик О. Я., к.т.н., доцент кафедри МТ		
Нормоконтроль	Вакуленко О. О., ст. викладач кафедри ЕІ		

7. Дата видачі завдання \_\_\_\_\_ 2021 року

## КАЛЕНДАРНИЙ ПЛАН

№ з/п	Назва етапів роботи	Термін виконання етапів роботи	Примітка
1	Вступ	15.03.2021	
2	Аналітичний розділ	28.03.2021	
3	Проектно-конструкторський розділ	31.04.2021	
4	Розрахунковий розділ	30.05.2021	
5	Безпека життєдіяльності та основи охорони праці	01.06.2021	
6	Загальні висновки	03.06.2021	
7	Оформлення пояснювальної записки	05.06.2021	
8	Оформлення графічної частини	06.06.2021	

Студент

\_\_\_\_\_ (підпис)

Товт І.В.

\_\_\_\_\_ (прізвище та ініціали)

Керівник роботи

\_\_\_\_\_ (підпис)

Мовчан Л.Т.

\_\_\_\_\_ (прізвище та ініціали)

## РЕФЕРАТ

Кваліфікаційна робота бакалавра. Тернопільський національний технічний університет імені Івана Пулюя. Факультет прикладних інформаційних технологій та електроінженерії. Кафедра електричної інженерії, група ЕТзс–42. - Т. : ТНТУ, 2021.

Стор. 68; рис. 9; табл. 19; креслень 5; джерел 9; додатків 5.

Кваліфікаційна робота бакалавра виконана на підставі завдання на тему: «Система електропостачання заводу з виробництва запасних частин».

Метою роботи є забезпечення дотримання вимог сучасної нормативно–технічної документації щодо облаштування систем електропостачання заводу з виробництва запасних частин.

Проведено розрахунок навантаження ремонтно-механічного цеху та підприємства з виробництва запасних частин в цілому. Визначено величину реактивної потужності, отриманої з мережі та реактивної потужності, що необхідно скомпенсувати. Побудована картограма електричних навантажень підрозділів та цехів. Запропоновано електричні схеми системи зовнішнього та внутрішнього електропостачання підприємства. Проведено вибір числа та потужності силових трансформаторів на ГПП та місце їх розташування. Проведено техніко-економічне порівняння варіантів. Проведено розрахунок струмів короткого замикання. Здійснено вибір та перевірку електричних апаратів. Запропоновані схеми підключення розподільчих пристроїв високої та низької напруги. Проведено розрахунок релейного захисту.

Ключові слова:

СИСТЕМИ ЕЛЕКТРОПОСТАЧАННЯ, ТРАНСФОРМАТОРНА ПІДСТАНЦІЯ, РОЗРАХУНОК НАВАНТАЖЕНЬ.

					КРБ 19–056.00.00.000 ПЗ			
Змн.	Лист	№ докум.	Підпис	Дата	<b>РЕФЕРАТ</b>	Літ.	Арк.	Акрушів
Розроб.		Товт І.В.						
Керівник		Мовчан Л.Т.					3	1
Консульт.						ТНТУ, ФПТ, гр. ЕТзс-42		
Н. Контр.		Вакуленко О. О.						
Затверд.		Тарасенко М. Г.						

## ЗМІСТ

ВСТУП .....	7
1 АНАЛІТИЧНИЙ РОЗДІЛ .....	8
1.1 Проблеми електропостачання.....	8
1.2 Загальна характеристика підприємства та системи електропостачання.....	11
1.3 Постановка задач .....	11
2 ПРОЕКТНО-КОНСТРУКТОРСЬКИЙ РОЗДІЛ.....	13
2.1 Розрахунок навантаження .....	13
2.1.1 Визначення розрахункових навантажень ремонтно-механічного цеху.....	13
2.1.2 Визначення розрахункового навантаження підприємства...	17
2.1.2.1 Розрахунок силових навантажень.....	17
2.1.2.2. Розрахунок освітлювального навантаження.....	18
2.1.2.3 Розрахунок сумарної розрахункової потужності дільниць, цехів .....	18
2.1.2.4 Розрахунок величини навантажень зовнішнього освітлення.....	19
2.1.2.5 Визначення сумарної потужності по підприємству..	20
2.1.3 Розрахунок величини втрат потужності.....	20
2.1.4 Розрахунок величини реактивної потужності, одержаної з електричної мережі .....	20
2.1.5 Розрахунок величини реактивної потужності, що потрібно компенсувати .....	21
2.1.6 Побудова картограм електричних навантажень підрозділів, цехів.....	21

					<b>КРБ 19–056.00.00.000 ПЗ</b>				
					<b>ЗМІСТ</b>				
Змн.	Лист	№ докум.	Підпис	Дата		Літ.	Арк.	Акрушів	
							4	3	
Розроб.		Товт І.В.			ТНТУ, ФПТ, ЕТзс-42				
Керівник		Мовчан Л.Т.							
Консульт.									
Н. Контр.		Вакуленко О. О.							
Затверд.		Тарасенко М. Г.							

2.2	Вибір електричної схеми та устаткування системи зовнішнього електропостачання .....	22
2.3	Вибір числа та потужності силових трансформаторів на головній понижаючій підстанції та місце їх розташування.....	23
2.4	Техніко-економічне порівняння варіантів схем зовнішнього електропостачання.....	26
2.4.1	Розрахунок величини капіталовкладень.....	26
2.4.2	Визначення величину затрат на амортизацію, ремонт та обслуговування.....	27
2.4.3	Визначення величину затрат від втрат електроенергії.....	28
2.4.4	Визначаємо мінімальні приведені затрати по кожному варіанті .....	29
2.5	Вибір варіантів схем внутрішнього електропостачання (кількість та потужність цехових ТП, конденсаторних установок та їх розміщення).....	30
2.5.1	Вибір числа цехових трансформаторних підстанцій та їх місць розміщення.....	30
2.5.2	Визначення потужностей силових трансформаторів ЦТП...	30
2.5.3	Вибір пристроїв для компенсації реактивної потужності...	32
2.5.4	Вибір струмоведучих частин для живлення ЦТП від головної понижаючої підстанції .....	34
2.6	Техніко-економічне порівняння варіантів схем внутрішнього електропостачання підприємства .....	41
2.7	Компенсація реактивної потужності .....	43
3	РОЗРАХУНКОВИЙ РОЗДІЛ .....	45
3.1	Розрахунок струмів КЗ .....	45
3.1.1	Розрахункова схема електричної установки .....	45
3.1.2	Розрахункова схема зміщення .....	45
3.1.3	Визначення величини опорів елементів електричної СЗ.....	45

3.1.4	Розрахунок струмів КЗ в точці К-1.....	47
3.1.5	Розрахунок струмів КЗ у точці К-2.....	49
3.1.6	Розрахунок струмів КЗ у точці К-3.....	50
3.2	Вибір та перевірка електричних апаратів.....	51
3.2.1	Вибір та перевірка електричних апаратів в колі силового трансформатора головної понижаючої підстанції на стороні високої напруги.....	51
3.2.2	Вибір та перевірка електричних апаратів на стороні низької напруги головної понижаючої підстанції.....	52
3.2.3	Вибір та перевірка електричних апаратів на стороні 0,4 кВ найбільш віддаленої ЦТП.....	56
3.3	Описання конструктивного виконання системи електропостачання.....	57
3.4	Розрахунок релейного захисту.....	58
4	БЕЗПЕКА ЖИТТЄДІЯЛЬНОСТІ ТА ОСНОВИ ОХОРОНИ ПРАЦІ.....	62
4.1	Техніка безпеки при виконанні робіт на ПЛ під наведеною напругою .....	62
	ЗАГАЛЬНІ ВИСНОВКИ .....	67
	ПЕРЕЛІК ПОСИЛАНЬ .....	68
	ДОДАТКИ.....	1
	Додаток А. Результати розрахунків.....	2
	Додаток Б. Картограми електричних навантажень цехів, підрозділів.	3
	Додаток В. Місце установки ГПП.....	4
	Додаток Г. Вибір числа цехових трансформаторних підстанцій та їх місць розміщення.....	5
	Додаток Д. Розрахунок струмів короткого замикання.....	6

## ВСТУП

Основні напрямки розвитку електричних мереж враховують необхідність:

1. підвищення надійності електропостачання споживачів електроенергією при зниженні технологічних втрат в мережі;
2. забезпечення технічного переоснащення та реконструкції магістральних мереж 220 кВ та вище як системного так і регіонального значення;
3. на перспективу в енергосистемі України стратегія розвитку основних мереж передумовує, що функції системоутворюючих енергосистем зберігаються за мережами 330-750 кВ з послідовним зростанням ролі 750 кВ.

Розвиток мереж 330 кВ буде створюватися за рахунок спорудження:

1. ліній живлення великих вузлів електроспоживання;
2. ліній, забезпечуючи підсилення системоутворюючих зв'язків як всередині енергетичних районів так і між регіонами.

Подальше спорудження мереж 750 кВ направлено на продовження утворення в Україні двох широтних магістралей - Південної та Північної.

Враховуючи нестабільну економічну ситуацію в Україні передбачається мінімальний об'єм вводу нових електромережеских об'єктів. При цьому враховується необхідність підтримання ряду вимог:

1. забезпечення надійного транзиту потужності із надлишкових районів енергосистеми в дефіцитні;
2. забезпечення нормальних умов видачі потужності електростанцій;
3. забезпечення плануючих поставок електроенергії;
4. забезпечення надійного постачання споживачам;
5. подальший розвиток способів протиаварійного керування, зв'язку, телемеханіки, обліку електроенергії, які забезпечують стійку роботу енергосистеми України з енергоз'єднаннями країн Європи.

					КРБ 19-056.00.00.000 ПЗ			
Змн.	Лист	№ докум.	Підпис	Дата				
Розроб.		Говт І.В.			ВСТУП	Літ.	Арк.	Акрушів
Перевір.		Мовчан Л.Т.					7	1
Консульт.						ТНТУ, ФПТ, ЕТЗс-42		
Н. Контр.		Вакуленко О. О.						
Затверд.		Тарасенко М. Г.						



# 1 АНАЛІТИЧНИЙ РОЗДІЛ

## 1.1 Проблеми електропостачання

Протягом останнього століття споживання енергії людством змінювалося наростаючими темпами. Зараз, воно досягло такого рівня, що відбувається істотний вплив на глобальні світові процеси.

Споживання енергії у світі на одну людину загалом становить 1.9 т умовного палива (у.п.) на рік. Якщо розглянути окремі країни, то наприклад в Сполучених Штатах Америки споживання на одну людину становить 9.4 т.у.п., що у п'ять раз більше ніж в загальному по світі. Також, наприклад у Норвегії споживання становить 18.9 т.у.п, що приблизно в 10 разів більше ніж показник по світу в цілому. Отже, можна зробити висновок, що в загальному в усьому світі видобувається дуже велика кількість палива. І потрібно розуміти, що ці запаси є скінченними. Тому є тільки наступні шлях вирішення цієї проблеми, а саме пошук альтернативних джерел електричної енергії, запровадження енергоощадних технологій, економніших технологій. Саме це і є основні глобальні проблеми енергоспоживання та енергетики [9].

Проблему енергоощадності необхідно вирішувати наступним чином. Необхідно [9]:

- реалізувати сукупність складних заходів щодо перебудови структури виробництва;
- відмовитися від виробництв товарів та продукції, на які немає попиту;
- відмовитися від технологічних процесів, що є нерентабельними;
- налагоджувати економніше виробництво;
- більше використовувати вторинні сировинні та енергетичні ресурси;
- запроваджувати сучасні технології;

					КРБ 19–056.00.00.000 ПЗ			
Змн.	Лист	№ докум.	Підпис	Дата				
Розроб.		Товт І.В.			<b>1 АНАЛІТИЧНИЙ РОЗДІЛ</b>	Літ.	Арк.	Акрушів
Керівник		Мовчан Л.Т.					8	5
Консульт.						ТНТУ, ФПТ, ЕТзс-42		
Н. Контр.		Вакуленко О. О.						
Затверд.		Тарасенко М.Г.						

- зменшувати втрати енергії та матеріалів;
- збільшувати коефіцієнт корисної дії енергетичних установ;
- зменшувати зустрічні та далекі перевезення.

Енергоощадність у електропостачальних системах полягає в зменшенні втрат електричної енергії в електричних мережах. Це необхідно здійснювати під час передачі електричної енергії, її перетворення, споживання. Також потрібно ширше застосовувати найсучасніші матеріали та конструкції окремих елементів та споруд.

Важливим питанням для підвищення економічної ефективності під час експлуатації електропостачальних систем має [9]:

- компенсація реактивної потужності;
- використання вищих номінальних напруг;
- вирівнювання графіків навантаження;
- підтримання підвищеного рівня номінальних напруг під час роботи;
- застосування сучасних нешкідливих матеріалів;
- зниження пікових потужностей;
- зміщення пікових потужностей;
- застосування устаткування та обладнання, яке найменше впливає на навколишнє довкілля.

Велике значення відіграє надійність та здатність забезпечити високі показники якості електричної енергії. Це сприяє у підвищенні ефективності роботи споживачів електричної енергії. Саме тому, визначення оптимальних показників якості електроенергії та надійності електропостачання є однією з визначальних.

Також важливою проблемою в електропостачанні є перехід на нову елементну базу вторинних кіл:

- запровадження автоматичного керування;
- мікропроцесорних пристроїв захисту;
- оброблення даних;
- сигналізації;

					КРБ 19–056.00.00.000 ПЗ	Лист
						9
Зм.	Лист	№ докум.	Підпис	Дата		

- діагностики;
- аналізу аварій.

В результаті цього появляється можливість зменшення габаритів вторинних пристроїв, потужності трансформаторів напруги та струму, підвищення ефективності їх роботи та відповідно надійності. Застосування електронно-обчислювальних машин в сукупності з мікроелектронними пристроями вимірювання, автоматики, захисту підвищує надійність та гнучкість електропостачальних систем, скорочує чисельність обслуговуючого персоналу. Також це в загальному дає значний економічний ефект.

Ще одним важливим питання – є захист навколишнього довкілля. До основних можливостей зменшення негативного впливу системи електропостачання та її окремих елементів на природу є:

- застосування екологічно безпечних рідин для конденсаторів, трансформаторів, вимикачів;
- забезпечення пожежо- та вибухобезпеки;
- розроблення досконаліших конструкцій елементів, ліній, розподільчих споруд.

Також однією із проблем є підготовка фахівців високої кваліфікації, які спроможні вирішувати технічні, організаційні та економічні питання на стадіях проектування, розроблення, будівництва, експлуатації, налагодження сучасних систем електропостачання.

В нових умовах важливого значення набуває проблема міжнародної співпраці в галузі енергетики. Особливу увагу потрібно звернути на узгодження правил улаштування та експлуатації, національних стандартів, номенклатури обладнання.

					КРБ 19–056.00.00.000 ПЗ	Лист
Зм.	Лист	№ докум.	Підпис	Дата		10

## 1.2 Загальна характеристика підприємства та системи електропостачання

Згідно завдання дане підприємство може отримувати електричну енергію від районних підстанцій системи  $C_1$   $S_{C1} = 25$  МВА на відстані  $L = 18$  км, з встановленими двома трансформаторами типу 2х ТДТН -25000/110. Від системи  $C_2$   $S_{C2} = 63$  МВА на відстані  $L = 30$  км, з двома трансформаторами типу 2 х АТДЦТН – 63000/220/110. Відносний опір системи  $C1$   $x_{xc1} = 0,15$  та системи  $C2$   $x_{xc2} = 0,12$ . Підприємство працює в дві зміни. Категорія споживачів друга та третя. Згідно категорії по вимогам надійності електропостачання підприємство буде виконуватись по схемі, яка буде вибрана в результаті техніко-економічного порівняння варіантів зовнішнього та внутрішнього електропостачання.

Передбачено розробити систему електропостачання заводу з виробництва запасних частин. Для ремонтно–механічного цеху підлягає розрахунку силового навантаження методом упорядкованих діаграм. Для решти цехів методом коефіцієнта попиту.

## 1.3 Постановка задач

Необхідно розробити систему електропостачання заводу з виробництва запасних частин.

Для цього необхідно виконати:

1. Визначити розрахункові навантаження ремонтно-механічного цеху, скориставшись методом впорядкованих діаграм. Визначити розрахункове силове та освітлювальне навантаження підприємства, скориставшись методом коефіцієнту попиту;
2. Здійснити вибір електричної схеми та устаткування системи зовнішнього електропостачання;

					КРБ 19–056.00.00.000 ПЗ	Лист
						11
Зм.	Лист	№ докум.	Підпис	Дата		

3. Здійснити вибір кількості та потужності силових трансформаторів на ГПП та місце їх розташування, а саме: вибір числа та потужності силових трансформаторів, визначення місце установки ГПП, вибір поперечного перерізу проводів та здійснити їх перевірку на допустиме нагрівання струмами післяаварійного режиму;

4. Здійснити техніко-економічне порівняння варіантів схем зовнішнього електропостачання підприємства;

5. Провести вибір варіантів схем внутрішнього електропостачання, а саме: вибір кількості цехових трансформаторних підстанцій та їх місць розміщення, визначення потужностей силових трансформаторів ЦТП, вибір засобів компенсації реактивної потужності, вибір струмопровідних частин для електроживлення ЦТП від головної понижаючої підстанції;

6. Здійснити техніко-економічне порівняння варіантів схем внутрішнього електропостачання підприємства;

7. Провести розрахунок струмів КЗ;

8. Провести вибір та перевірку електричних апаратів;

9. Здійснити описання конструктивного виконання системи електропостачання;

10. Провести розрахунок релейного захисту.

					КРБ 19–056.00.00.000 ПЗ	Лист
Зм.	Лист	№ докум.	Підпис	Дата		12

## 2 ПРОЕКТНО-КОНСТРУКТОРСЬКИЙ РОЗДІЛ

### 2.1 Розрахунок навантаження

Потрібно визначити розрахункові навантаження заданої ділянки та підприємства в цілому.

#### 2.1.1 Визначення розрахункових навантажень ремонтно-механічного цеху

Для визначення розрахункових навантажень цеху, використовуємо методом упорядкованих діаграм. Визначаємо:

- коефіцієнт використання для кожного силового споживача  $K_g$  по табл. 2.3 [1] ст. 17.
- коефіцієнт потужності кожного силового споживача  $\cos\phi$ , по табл. 2.3 [1] ст. 17.
- $\text{tg}\phi$  згідно табл. 2.3 [1] ст. 17.
- сумарну потужність для кожної групи силових споживачів

$$P_i = \Pi_i P_{\text{ном}}; \text{кВт} \quad (2.1)$$

де  $\Pi_i$  – кількість силових споживачів у кожній групі;

$P_{i \text{ ном}}$  – номінальна потужність кожного силового споживача,  $\text{кВт}$ .

Розрахунки проводимо окремо для приймачів *I* та *II* групи.

До групи *I* відносимо електроприймачі в яких  $K_v < 0,6$ .

До групи *II* відносимо електроприймачі у яких  $K_v \geq 0,6$ .

Результати розрахунків для електроприймачів *I* групи заносимо в табл. 2.1, для електроприймачів *II* групи заносимо у табл. 2.2

					КРБ 19–056.00.00.000 ПЗ			
Змн.	Лист	№ докум.	Підпис	Дата				
Розроб.		Товт І.В.			<b>2 ПРОЕКТНО- КОНСТРУКТОРСЬКИЙ РОЗДІЛ</b>	Літ.	Арк.	Акрушів
Керівник		Мовчан Л.Т.					13	32
Консульт.						ТНТУ, ФПТ, ЕТЗс-42		
Н. Контр.		Вакуленко О. О.						
Затверд.		Тарасенко М.Г.						

Таблиця 2.1 - Результати розрахунків для електроприймачів I групи

№з/п	Назва виробничого устаткування	$P_i$ , кВт	$n$ , шт	$P_{ном.}$ , кВт	$K_\epsilon$	$\cos\varphi$	$tg\varphi$
1.	Токарно-гвинторізний верстат	4.625	4	18.5	0.14	0.6	1.33
2.	Токарно-револьверний верстат	5475	4	21.9	0.14	0.6	1.33
3.	Поперечно-строгальний верстат	11.0	4	44.0	0.14	0.6	1.33
4.	Горизонтально-фрезерний верстат	3.325	4	13.3	0.14	0.6	1.33
5.	Вертикально-фрезер-ний верстат	12.925	4	51.7	0.14	0.6	1.33
6.	Зубофрезерний верстат	0.725	4	2.9	0.14	0.6	1.33
7.	Плоскошліфувальний верстат	12.65	2	25.3	0.14	0.6	1.33
8.	Вертикально-свердлильний верстат	2.925	4	11.7	0.14	0.6	1.33
9.	Настільно-свердлильний верстат	0.6	4	2.4	0.14	0.6	1.33
10.	Універсально заточний верстат	1.25	4	5.0	0.14	0.6	1.33
11.	Кран-балка електрична	4.85	1	4.85	0.06	0.45	1.98
12.	Відрізний верстат	1.9	4	7.6	0.25	0.65	1.17
13.	Ножниці електричні	7.0	4	28.0	0.25	0.65	1.17
14.	Прес листозагинальний	15.7	2	31.4	0.25	0.65	1.17
15.	Трубовідрізний верстат	2.8	4	11.2	0.25	0.65	1.17
16.	Трансформатор зварювальний	25.0	4	100.0	0.3	0.35	2.67
17.	Кран мостовий електричний	24.2	1	24.2	0.06	0.45	1.98

Таблиця 2.2 - Результати розрахунків для електроприймачів II групи

№з/п	Назви електроприймача	$P_i$ , кВт	$n$ , шт	$P_{ном.}$ , кВт	$K_\epsilon$	$\cos\varphi$	$tg\varphi$
1	Вентилятор	2.2	8	17.6	0.65	0.8	0.75
2	Піч нагрівальна камерна опору	24.0	3	72.0	0.7	0.95	0.33
3	Сушильна шафа електрична	3.2	4	12.8	0.7	0.95	0.33

На основі розрахунків із табл. 2.1 знаходимо середній коефіцієнт використання електроприймачів I групи.

$$K_{\text{вI}} = \frac{\sum_{i=1}^n P_{\text{ном}i} \cdot K_{\text{в}i}}{\sum_{i=1}^n P_{\text{ном}i}} \quad (2.2)$$

$$K_{\text{вI}} = \frac{18,9 \cdot 0,14 + 21,9 \cdot 0,14 + 44,0 \cdot 0,14 + 13,3 \cdot 0,14 + 51,7 \cdot 0,14 + 2,9 \cdot 0,14 + 25,3 \cdot 0,14 + 11,7 \cdot 0,14 + 2,4 \cdot 0,14 + 5,0 \cdot 0,14 + 4,85 \cdot 0,06 + 7,6 \cdot 0,25 + 28,0 \cdot 0,25 + 31,4 \cdot 0,25 + 11,2 \cdot 0,25 + 100,0 \cdot 0,3 + 24,2 \cdot 0,3}{403,95} \approx 0,195$$

Визначаємо ефективне число електроприймачів.

$$n_{\text{еф}} = \frac{\left( \sum_{i=1}^{i=n} P_{\text{ном}i} \right)^2}{\sum_{i=1}^{i=n} P_{\text{ном}i}}, \text{ шт} \quad (2.3)$$

$$n_{\text{еф}} = \frac{(403,95)^2}{18986,12^2} = 8,59 \text{ шт}$$

На основі розрахунків по визначених  $K_{\text{вI}}$  та  $n_{\text{еф}}$  згідно табл. 2.13 [1] визначаємо коефіцієнт максимуму активної потужності:

$$K_{\text{макс}} = f(K_{\text{вI}}; P_{\text{еф}}) \quad (2.4)$$

$$K_{\text{макс}} = 2,02.$$

Знаходимо середню активну потужність за максимально завантаженою зміну:

$$P_{\text{змі}} = K_{\text{вI}} \sum P_{\text{ном}i}, \text{ кВт} \quad (2.5)$$

$$P_{\text{змі}} = 0,195 \cdot 403,95 = 78,77 \text{ кВт.}$$

Визначимо середню реактивну потужність за максимально завантаженою зміну:

$$Q_{\text{змі}} = P_{\text{змі}} \times \text{tg} \varphi, \text{ кВар} \quad (2.6)$$

					КРБ 19–056.00.00.000 ПЗ	Лист
						15
Зм.	Лист	№ докум.	Підпис	Дата		



$$Q_{змі} = 78,77 \cdot 1,6 = 126,03 \text{ кВар}$$

для визначення  $\text{tg}\varphi$  визначаємо середньозважений  $\cos\varphi_I$

$$\cos\varphi_I = \frac{\sum P_{номі} \cos\varphi}{\sum P_{номі}} \quad (2.7)$$

$$\cos\varphi_I = 216,92 / 403,95 = 0,53$$

$$\text{tg}\varphi = 1,6$$

Визначаємо розрахункову активну потужність та реактивну потужність.

$$P_{p1} = K_{макс} \times P_{змі}; \text{ кВт} \quad (2.8)$$

$$P_{p1} = 2,02 \cdot 78,77 = 159,11 \text{ кВт.}$$

$$\text{Якщо } n_{ef} \leq 10, \text{ та } Q_{pi} = 1,1 Q_{змі}, \text{ кВар} \quad (2.9)$$

$$\text{Якщо } n_{ef} > 10, \text{ то } Q_{pi} = Q_{змі}, \text{ кВар} \quad (2.10)$$

$$Q_{p1} = 1,1 \cdot 126,03 = 138,63 \text{ кВар.}$$

Визначаємо повну розрахункову потужність.

$$S_{p1} = \sqrt{P_{p1}^2 + Q_{p1}^2}, \text{ кВт} \quad (2.11)$$

$$S_{p1} = \sqrt{159,11^2 + 138,63^2} = 211,03 \text{ кВА.}$$

На основі отриманих розрахунків з табл. 2.2 знаходимо середній коефіцієнт використання споживачів II групи.

$$K_{\epsilon 2} = \frac{\sum_{i=1}^n P_{номі} \cdot K_{\epsilon i}}{\sum_{i=1}^n P_{номі}} \quad (2.12)$$

$$K_{\epsilon 2} = (17,6 \cdot 0,65 + 12,8 \cdot 0,55 + 72,0 \cdot 0,55) / 102,4 = 0,567$$

Знаходимо середню активну потужність за найбільш завантажену зміну:

$$P_{змі2} = K_{\epsilon 2} \sum P_{номі}; \text{ кВт} \quad (2.13)$$

$$P_{змі2} = 0,567 \cdot 102,4 = 58,06 \text{ кВт.}$$

Знаходимо середню реактивну потужність за найбільш завантажену зміну:

$$Q_{змі2} = P_{змі2} \times \text{tg}\varphi; \text{ кВар} \quad (2.14)$$

$$Q_{змі2} = 58,06 \cdot 0,3899 = 22,54 \text{ кВар.}$$

$$\cos\varphi_2 = \frac{\sum P_{номі} \cos\varphi}{\sum P_{номі}} \quad (2.15)$$

$$\cos\varphi_{II} = (17,6 \cdot 0,8 + 12,8 \cdot 0,95 + 72,0 \cdot 0,95) / 102,4 = 0,92.$$

					КРБ 19–056.00.00.000 ПЗ	Лист
						16
Зм.	Лист	№ докум.	Підпис	Дата		

$$\operatorname{tg} \varphi_{II} = 0,426.$$

Визначаємо розрахункову активну потужність.

$$P_{p2} = K_{\max} \times P_{зм}, \text{ кВт} \quad (2.16)$$

$$K_{\max} = 1,0.$$

$$P_{p2} = 1,0 \cdot 58,06 = 58,06 \text{ кВт}.$$

Знаходимо розрахункову реактивну потужність:

$$Q_{p2} = Q_{зм2}; \text{ кВар} \quad (2.17)$$

$$Q_{p2} = 24,73 \text{ кВар}.$$

Визначаємо повну розрахункову потужність:

$$S_{p2} = \sqrt{P_{p2}^2 + Q_{p2}^2}; \text{ кВА} \quad (2.18)$$

$$S_{p2} = \sqrt{24,73^2 + 58,06^2} = 63,1 \text{ кВА}.$$

Знаходимо сумарну розрахункову активну потужність цілого цеху:

$$P_{p\Sigma} = P_{pI} + P_{pII}, \text{ кВт} \quad (2.19)$$

$$P_{p\Sigma} = 159,11 + 58,06 = 217,17 \text{ кВт}.$$

Знаходимо сумарну розрахункову реактивну потужність цілого цеху.

$$Q_{p\Sigma} = Q_{pI} + Q_{pII}; \text{ кВар} \quad (2.20)$$

$$Q_{p\Sigma} = 138,63 + 24,73 = 163,36 \text{ кВар}.$$

Визначаємо повну сумарну потужність цеху:

$$S_{p\Sigma} = S_{pI} + S_{pII}; \text{ кВА} \quad (2.21)$$

$$S_{p\Sigma} = 212,03 + 63,1 = 274,13 \text{ кВА}.$$

## 2.1.2 Визначення розрахункового навантаження підприємства

Для розрахунку застосовуємо метод коефіцієнта попиту.

### 2.1.2.1 Розрахунок силових навантажень

Визначаємо розрахункову активну потужність:

$$P_{рсі} = K_{ні} \times P_{номі}; \text{ кВт} \quad (2.22)$$

де  $K_{ні}$  – згідно табл. 2.6. [2].

					КРБ 19–056.00.00.000 ПЗ	Лист
						17
Зм.	Лист	№ докум.	Підпис	Дата		

$P_{номі}$  – номінальна потужність окремих дільниць, цехів, *кВт*.

Знаходимо розрахункову реактивну потужність:

$$Q_{pci} = P_{pci} \times \operatorname{tg} \varphi_i; \text{ кВар} \quad (2.23)$$

Визначаємо повну розрахункову потужність:

$$S_{pci} = \sqrt{P_{pc}^2 + Q_{pc}^2}; \text{ кВА} \quad (2.24)$$

Результати розрахунків зводимо в табл. 2.3.

### 2.1.2.2. Розрахунок освітлювального навантаження

Знаходимо розрахункову активну потужність освітлення.

$$P_{poi} = K_{noi} \times P_{oi} \times F_i; \text{ кВт} \quad (2.25)$$

де  $K_{noi}$  – коефіцієнт попиту для освітлювального навантаження, згідно табл. 2.7.

[2];

$P_{oi}$  - питоме освітлювальне навантаження на одиницю площі цеху, *кВт / м<sup>2</sup>*;

$F_i$  – площа цеху, *м<sup>2</sup>*;

Знаходимо розрахункову реактивну потужність освітлення;

$$Q_{poi} = P_{poi} \times \operatorname{tg} \varphi_i; \text{ кВар} \quad (2.26)$$

Розрахунок освітлювального навантаження по цехам проводимо у табличній формі 2.3, представленої в додатку А.

### 2.1.2.3 Розрахунок сумарної розрахункової потужності дільниць, цехів

Визначаємо сумарну розрахункову активну потужність.

$$P_{p\Sigma i} = P_{pci} + P_{poi}; \text{ кВт} \quad (2.27)$$

Знаходимо сумарну розрахункову реактивну потужність:

$$Q_{p\dot{a}i} = Q_{pci} + Q_{poi}; \text{ кВар} \quad (2.28)$$

Знаходимо сумарну розрахункову повну потужність.

Визначаємо розрахункову потужність:

					КРБ 19–056.00.00.000 ПЗ	Лист
						18
Зм.	Лист	№ докум.	Підпис	Дата		

$$S_{p\Sigma i} = \sqrt{P_{p\Sigma i}^2 + Q_{p\Sigma i}^2}; \text{ кВт} \quad (2.29)$$

Розрахунок виконуємо в табличній формі 2.3. Таблицю представлено в додатку А.

#### 2.1.2.4 Розрахунок величини навантажень зовнішнього освітлення

Визначаємо загальну площу підприємства.

$$F_{np} = A \times B \times M^2; \text{ м}^2 \quad (2.30)$$

де А, В – розміри території підприємства по плану, м.

м – масштаб;

$$F_n = 101200 \text{ м}^2.$$

Визначимо сумарну площу діляниць, цехів:

$$F_{yS} = \Sigma F_{yi}; \text{ м}^2; \quad (2.31)$$

$$F_{y\Sigma} = 20768 \text{ м}^2.$$

Знаходимо величину площі підприємства, що потрібно освітити:

$$F_{03} = F_{np} - F_{yS}; \text{ м}^2 \quad (2.32)$$

$$F_{03} = 101200 - 20768 = 80432 \text{ м}^2.$$

Визначаємо величину навантаження зовнішнього освітлення:

а) активна потужність:

$$P_{03} = F_{03} \times \beta \times K_n; \text{ кВт} \quad (2.33)$$

де  $\beta = 0,5 \cdot 10^{-3} \text{ кВт} / \text{ м}^2$  - питоме освітлювальне навантаження території підприємства;

$K_n$  – коефіцієнт використання зовнішнього освітлення,  $K_n = 0,75$ .

$$P_{03} = 80432 \cdot 0,0005 \cdot 0,75 = 30,16 \text{ кВт}.$$

б) реактивна потужність:

$$Q_{03} = P_{03} \times \text{tg} \varphi; \text{ кВар} \quad (2.34)$$

де  $\text{tg} \varphi = 0,2$ ;

$$Q_{03} = 30,16 \cdot 0,2 = 6,03; \text{ кВар}.$$

					КРБ 19–056.00.00.000 ПЗ	Лист
						19
Зм.	Лист	№ докум.	Підпис	Дата		

### 2.1.2.5 Визначення сумарної потужності по підприємству

Визначаємо сумарну активну, реактивну та повну потужності по підприємству:

$$P_{p\Sigma} = P_{pc} + P_{po} + P_{oz}; \text{ кВт} \quad (2.35)$$

$$P_{p\Sigma} = 7027,58 + 30,16 = 7057,74 \text{ кВт}$$

Визначаємо величину сумарної реактивної потужності:

$$Q_{p\Sigma} = Q_{pc} + Q_{po} + Q_{oz}; \text{ кВар} \quad (2.36)$$

$$Q_{p\Sigma} = 5207,74 + 6,03 = 5213,77 \text{ кВар.}$$

Визначимо повну потужність для підприємства:

$$S_{p\Sigma} = \sqrt{P_{p\Sigma}^2 + Q_{p\Sigma}^2}; \text{ кВА} \quad (2.37)$$

$$S_{p\Sigma} = \sqrt{7057,74^2 + 5213,77^2} = 8774,68 \text{ кВА.}$$

### 2.1.3 Розрахунок величини втрат потужності

Визначаємо втрати активної потужності:

$$P_{\Sigma} = 0,02 S_{\Sigma}; \text{ кВар} \quad (2.38)$$

$$P_{\Sigma} = 0,02 \cdot 5213,77 = 141,15 \text{ кВар.}$$

Визначаємо величину втрат реактивної потужності:

$$Q_{Bm} = 0,1 \cdot Q_{\Sigma}; \text{ кВар} \quad (2.39)$$

$$Q_{Bm} = 0,1 \cdot 5213,77 = 521,4 \text{ кВар.}$$

### 2.1.4 Розрахунок величини реактивної потужності, одержаної з електричної мережі

$$Q_M = 0,3 \cdot Q_{\Sigma}; \text{ кВар} \quad (2.40)$$

$$Q_M = 0,3 \cdot 5213,77 = 1564,13 \text{ кВар.}$$

					КРБ 19–056.00.00.000 ПЗ	Лист
						20
Зм.	Лист	№ докум.	Підпис	Дата		

### 2.1.5 Розрахунок величини реактивної потужності, що потрібно компенсувати

$$Q_{KKY} = Q_{\Sigma} + Q_{BT} - Q_M; \text{кВар} \quad (2.41)$$

$$Q_{KKY} = 5213,77 + 21,4 - 1564,13 = 4171,04 \text{кВар.}$$

### 2.1.6 Побудова картограм електричних навантажень підрозділів, цехів

Для побудови картограм електричних навантажень цехів визначаємо радіуси кіл картограм за формулою:

$$R_i = \sqrt{P_{P\Sigma} / \pi}, \text{мм} \quad (2.42)$$

Знаходимо частку кожної складової сумарного навантаження усіх цехів:

а) силове навантаження 0,4 кВ :

$$P_{c,0.4i} = (P_{Pi} / P_{P\Sigma i}) \cdot 100\% , \% \quad (2.43)$$

б) освітлювальне навантаження:

$$P_{oc\%i} = (P_{oi} / P_{P\Sigma i}) \cdot 100\% \quad (2.44)$$

в) силове навантаження 6 кВ :

$$P_{c,6кВ\%} = (P_{P6кВ} / P_{P\Sigma}) \cdot 100\% \quad (2.45)$$

Картограми електричних навантажень цехів, підрозділів представлені на рис. 2.1. Рис. 2.1 представлено в додатку Б.

Результати зводимо у табл. 2.4.

					КРБ 19–056.00.00.000 ПЗ	Лист
Зм.	Лист	№ докум.	Підпис	Дата		21

Таблиця 2.4 – Картограми електричних навантажень цехів, підрозділів

№ з/п	$P_{\Sigma}$ , кВт	$P_{рс}$ , кВт	$P_{ро}$ , кВт	R, мм	$P_c$ 0,4 кВ, %	$P_{ро}$ , %	$P_p$ 6кВ, %
1	31.22	28	3.12	3.15	89.68	10.32	-
2	323.54	280	43.54	10.15	86.54	13.46	-
3	17.05	15	2.05	2.33	87.97	12.03	-
4	561.32	540	21.32	20.6	97.83	2.17	-
5	1010.46	980	30.46	17.94	96.98	3.02	-
6	521.98	490	31.98	12.9	93.87	6.13	-
7	244.05	217.17	26.88	8.82	88.98	11.02	-
8	54.8	31.5	23.3	4.18	57.48	42.52	-
9	582.1	570	12.1	13.62	97.92	2.08	-
10	927.2	910	17.2	17.18	98.14	1.86	-
11	1590.26	1540	50.26	22.5	96.83	3.17	-
12	396.6	390	5.6	11.24	40.56	1.67	-
СД	768	768	-	-	-	-	57.77

## 2.2 Вибір електричної схеми та устаткування системи зовнішнього електропостачання

Схема зовнішнього електропостачання згідно норм технологічного проектування підстанцій, вибирається за умовами економічності, надійності та безпечного обслуговування. На основі цього вибираємо наступні варіанти:

а) I варіант – ПЛ 35 кВ двоколова на залізобетонних опорах, ГПП живиться від підстанції №1.

б) II варіант - ПЛ 110 кВ двоколова на залізобетонних опорах, ГПП живиться від підстанції №2.

Варіанти схем зовнішнього електропостачання приведені в графічній частині.

					КРБ 19–056.00.00.000 ПЗ	Лист
Зм.	Лист	№ докум.	Підпис	Дата		22

## 2.3 Вибір числа та потужності силових трансформаторів на головній понижаючій підстанції та місце їх розташування

### Вибір числа та потужності силових трансформаторів

Для кожного з варіантів приймаємо 2 силові трансформатори. Потужність силових трансформаторів вибираємо за умовою взаємного резервування:

$$S_{ном} \geq (0,65-0,7) \cdot S_{p\Sigma}, \text{ кВА} \quad (2.46)$$

де  $S_p$  - повне розрахункове силове навантаження на систему електропостачання

$$S_p = \sqrt{(P_{\Sigma} + P_{вт})^2 + Q_{зм}^2}, \text{ кВА} \quad (2.47)$$

$$S_p = \sqrt{(7057,74 + 141,15)^2 + 1564,13^2} = 7366,85 \text{ кВА};$$

$$S_{ном} = 0,7 \cdot 7366,85 = 5156,8 \text{ кВА}.$$

Приймаємо  $S_{т.ном} = 6300$  кВА.

При аварійному стані, вихід одного із трансформаторів із ладу, інший буде перевантажуватися:

$$K_{пер} = \frac{S_p}{S_{т.ном}} \cdot 100\% \leq 140\% \quad (2.48)$$

$$K_{пер} = 7366,85 / 6300 \times 100\% = 116,93\% < 140\%.$$

З табл. 6.8 та 6.9 [3] вибираємо типи трансформаторів та заносимо їх каталожні дані у табл. 2.5.

Таблиця 2.5 – Каталожні дані

Тип	$S_{ном}$ , кВА	Межа регулювання	$U_{ном.кВ}$		$U_k$ , %	$P_k$ , кВт	$P_x$ , кВт	Вартість
			ВН	НН				
I варіант ТМН – 6300 / 35	6300	$\pm 6 * 1,5\%$	35	6.3	7.5	46.5	9.2	30.5
II варіант ТМН-6300/110	6300	$\pm 9 * 1,78\%$	115	6.6	10.5	44.0	11.5	49.0



### Визначення місця установки ГПП.

Місце встановлення головної понижаючої підстанції приймаємо максимально наближено до центра електричних навантажень даного підприємства. Координати центра електричних навантажень  $X_o$  та  $Y_o$  визначаємо із виразу:

$$X_o = \frac{\sum X_i \cdot P_{ном.i}}{\sum P_{ном.i}}, \text{ см} \quad (2.49)$$

$$Y_o = \frac{\sum Y_i \cdot P_{ном.i}}{\sum P_{ном.i}}, \text{ см} \quad (2.50)$$

де  $P_{ном.i}$  – встановлені потужності відповідних цехів, підрозділів.

$$X_o = \frac{0,7 \cdot 80,0 + 400 \cdot 2,6 + 50 \cdot 5,5 + 2180 \cdot 1,1 + 1400 \cdot 3,5 + 700 \cdot 6,2 + 506,35 \cdot 8,7 + 10556,35}{10556,35}$$

$$+ \frac{10,4 \cdot 90 + 950 \cdot 1,7 + 1400 \cdot 3,3 + 600 \cdot 5,8 + 2200 \cdot 9,2}{10556,35} = 4,58 \text{ см}$$

$$Y_o = \frac{80 \cdot 5,4 + 400 \cdot 5,2 + 50 \cdot 5,5 + 2180 \cdot 4,35 + 1400 \cdot 3,9 + 700 \cdot 3,9 + 506,35 \cdot 4,0 + 10556,35}{10556,35}$$

$$+ \frac{3,3 \cdot 90 + 950 \cdot 0,7 + 1400 \cdot 0,7 + 600 \cdot 0,7 + 2200 \cdot 0,7}{10556,35} = 3,44 \text{ см.}$$

Місце установки ГПП показано на рис. 2.2 та представлено в додатку В.

**Вибір поперечного перерізу проводів та перевірка їх на допустиме нагрівання струмами післяварійного режиму.**

I варіант.

Визначаємо струм, який протікає по одному колу ПЛ-35 кВ:

$$I_p = I_{норм} = \frac{S_p}{2 \cdot \sqrt{3} \cdot U_{ном}}, \text{ А} \quad (2.51)$$

$$I_p = I_{норм1} = \frac{7366,85}{2 \cdot \sqrt{3} \cdot 35} = 60,84 \text{ А.}$$

Поперечний переріз проводів вибираємо за економічними інтервалами струмових навантажень (табл. 7.8 [ 3])

При цьому враховуємо:

- струм одного кола;
- опори залізобетонні;

					КРБ 19–056.00.00.000 ПЗ	Лист
Зм.	Лист	№ докум.	Підпис	Дата		24

– район з ожеледиці II.

Вибираємо провід АС 95/16, для якого  $I_{\text{доп}}=330\text{А}$ .

Перевіряємо вибраний провід на допустиме нагрівання струмами післяаварійного режиму.

Умови перевірки.

$$I_{н/а} \leq I_{\text{доп}}, \text{ А} \quad (2.52)$$

Знаходимо величину струмів навантаження в післяаварійному режимі роботи лінії (при відключенні кола).

$$I_{н/а} = 2 \cdot I_{\text{ном}}, \text{ А} \quad (2.53)$$

для двокової лінії:

$$I_{н/а} = 2 \cdot 60,84 = 121,68 \text{ А} < I_{\text{доп}} = 330 \text{ А}.$$

Вибраний провід по допустимому нагріванню проходить.

II варіант.

Визначаємо струм, який протікає по одному колу ПЛ-110 за формулою (2.53).

$$I_{\text{ном}} = \frac{7366,85}{2 \cdot \sqrt{3} \cdot 110} = 19,36 \text{ А}.$$

З табл 7.8 [3] вибираємо провід для ПЛ 110 кВ АС -70/11, для якого  $I_{\text{доп}}=264 \text{ А}$  (табл. 8.12) [3].

Перевіряємо вибраний провід на допустиме нагрівання струмами післяаварійного режиму:

$$I_{н/а} = 2 \cdot 19,36 = 38,72 \text{ А} < I_{\text{доп}} = 265 \text{ А}.$$

Вибраний провід по допустимому нагріванню проходить.

Вибрані проводи заносимо в табл. 2.6.

$$R = l/2 r_0 l, \text{ Ом} \quad (2.54)$$

$$X = l/2 X_0 l, \text{ Ом} \quad (2.55)$$

Таблиця 2.6 – Вибрані проводи

№ з/п	Марка проводу	$M_{ном}$ , кВ	Довжина, км	$r_0$ , Ом/км	$X_0$ , Ом/км	$R$ , Ом	$X$ , Ом
1	АС-95/16	35	10	0.306	0.421	1.53	2.11
2	Ас-70/11	110	20	0.428	0.444	4.28	4.44

## 2.4 Техніко-економічне порівняння варіантів схем зовнішнього електропостачання

Критерієм вибору оптимального варіанту електричної системи зовнішнього електропостачання є мінімальні приведені затрати.

$$Z = P_n \times K + I_{вт} + I_a + Y; \text{ тис. грн} \quad (2.56)$$

де  $K$  – капіталовкладення в спорудження варіантів електричної схеми електропостачання, тис.грн.

$I_{вт}$  – річні затрати, викликані втратами електроенергії в електричних системах електропостачання, тис. грн.

$I_a$  – річні затрати на амортизацію і ремонт, обслуговування, тис. грн.

### 2.4.1 Розрахунок величини капіталовкладень

Розрахункові дані заносимо у табл. 2.7.

Таблиця 2.7 – Розрахункові дані

Назва елементів схеми	Один. виміру	Варт. один. тис. грн.	Варіант I		Варіант II	
			Кількість	Вартість тис. грн	Кількість	Вартість тис. грн
ПЛ-35кВ На з/б опорах Для 2-го р-ну по ожеледиці з проводами АС-96/16	км	16,7	18	300,6		
ПЛ-110кВ На з/б опорах Для 2-го р-ну по ожеледиці з проводами АС-70/11	км	17,8			30	534
$K_{пл} * K_{под}$				565,13		1003,9
Два блоки з вимикачами та неавтоматичною перемичкою 35кВ						
110кВ	шт.	30,1		30,1		
Трансформатори 35кВ	шт.	105,0	1		1	105,0
110кВ	шт.	21,2	2	42,4		
	шт	36,0			2	72,0
$K_{тс} K_{под}$				136,3		332,76
К				701,43		1336,7

#### 2.4.2 Визначення величину затрат на амортизацію, ремонт та обслуговування

$$I_a = I_{ален} + I_{агпн}, \text{ тис. грн} \quad (2.57)$$

Визначаємо величину затрат ЛЕП:

					КРБ 19–056.00.00.000 ПЗ	Лист
						27
Зм.	Лист	№ докум.	Підпис	Дата		

$$I_{aЛЕП} = \frac{\alpha}{100} \cdot K, \text{ тис. грн} \quad (2.58)$$

де  $\alpha=2,8$  – амортизаційні відрахування по табл. 6.19 [2].

Визначаємо величину затрат ГПП.

$$I_{aГПП} = \frac{\alpha}{100} \cdot K, \text{ тис. грн} \quad (2.59)$$

де  $\alpha=9,4$  - амортизаційні відрахування по табл. 6.19 [2].

Варіант I:

$$I_{aЛЕП} = \frac{2,8}{100} \cdot 565,13 = 15,82 \text{ тис. грн};$$

$$I_{aГПП} = \frac{9,4}{100} \cdot 136,3 = 12,82 \text{ тис. грн};$$

$$I_a = 15,82 + 12,82 = 28,65 \text{ тис. грн.}$$

Варіант II:

$$I_{aЛЕП} = \frac{2,8}{100} \cdot 1003,92 = 28,11 \text{ тис. грн};$$

$$I_{aГПП} = \frac{9,4}{100} \cdot 332,76 = 31,28 \text{ тис. грн};$$

$$I_a = 28,11 + 22,24 = 59,39 \text{ тис. грн.}$$

### 2.4.3 Визначення величину затрат від втрат електроенергії

$$I_{Вт} = \beta \times \Delta W \cdot 10^{-3}; \text{ тис. грн} \quad (2.60)$$

де  $\beta=0,54$  грн/кВт×год грн/кВт. год – вартість однієї кіловат години втраченої електроенергії.

$\Delta W$  – втрати електроенергії в електричних схемах зовнішнього електропостачання, кВт. год.

$$\Delta W = \Delta W_{ЛЕП} + \Delta W_{ГПП}; \text{ кВт. год} \quad (2.61)$$

де  $\Delta W_{ЛЕП}$  – втрати електроенергії в лініях електропередач;

$\Delta W_{ГПП}$  – втрати електроенергії в силових трансформаторах ГПП;

$$W_{ЛЕП} = 3 I_{норм}^2 R \tau \cdot 10^{-3}; \text{ кВт. год} \quad (2.62)$$

$$\Delta W_m = P_{xx} \cdot T = P_k (S_{макс} / S_{ном})^2 \tau; \text{ кВт. год} \quad (2.63)$$

$$\tau = (0,124 + T_m/10^{-4}) \cdot T; \text{ годин} \quad (2.64)$$

					КРБ 19–056.00.00.000 ПЗ	Лист
						28
Зм.	Лист	№ докум.	Підпис	Дата		

де  $\tau$  – тривалість максимальних втрат, годин.

$R = r_0 \cdot l$  – опір лінії електропередач, Ом.

$n$  – кількість ЛЕП та трансформаторів, шт. (паралельно включених);

$S_{нав}$  – сумарне максимальне навантаження всіх трансформаторів, КВА.

$S_{ном T}$  – номінальна потужність трансформатора, КВА.

$\Delta P_{xx}$  – втрати активної потужності холостого ходу, кВт

$\Delta P_x$  – втрати КЗ, кВт

$$\tau = (0,124 + 5800 \cdot 10^{-4})^2 \cdot 8760 = 4467,6 \text{ год.}$$

$$\Delta W_{ЛЕП I} = 2 \cdot 3 \cdot 60,84^2 \cdot 1,53 \cdot 4467,6 \cdot 10^{-3} = 151808,4 \text{ кВт. год.}$$

$$\Delta W_{ЛЕП II} = 2 \cdot 3 \cdot 19,36^2 \cdot 4,28 \cdot 4467,6 \cdot 10^{-3} = 43001,2 \text{ кВт. год.}$$

$$\Delta W_{mI} = 2 \cdot 8 \cdot 8760 + 46,5(7366,85/2 \cdot 6300)^2 \cdot 4467,6 = 212870,2 \text{ кВт. год}$$

$$\Delta W_{mII} = 2 \cdot 10,0 \cdot 8760 + 44 \cdot (7366,85/2 \cdot 6300)^2 \cdot 4467,6 = 244001,04 \text{ кВт. год}$$

Сумарні втрати електроенергії.

$$\Delta W_I = \Delta W_{ЛЕП I} + \Delta W_{ГПП I}; \text{ кВт. год.};$$

$$\Delta W_I = 151808,4 + 212870,2 = 364678,6 \text{ кВт. год.};$$

$$\Delta W_{II} = 43001,2 + 244001,04 = 287002,24 \text{ кВт. год.}$$

Визначаємо вартість втрат електроенергії:

$$I_{BmI} = 0,54 \cdot 364678,6 \cdot 10^{-3} = 196,9 \text{ тис. грн.};$$

$$I_{BmII} = 0,54 \cdot 287002,24 \cdot 10^{-3} = 154,98 \text{ тис. грн.}$$

#### 2.4.4 Визначаємо мінімальні приведені затрати по кожному варіанті

$$Z_I = 0,12 \cdot 701,43 + 196,9 + 28,65 = 309,73 \text{ тис. грн.};$$

$$Z_{II} = 0,12 \cdot 1336,68 + 154,98 + 59,39 = 374,78 \text{ тис. грн.}$$

Економічну перевагу одного варіанту над іншим знаходимо з виразу:

$$\Delta Z = \frac{(Z_o - Z_m) \cdot 100\%}{Z_o}, \% \quad (2.65)$$

$$\Delta Z = \frac{(374,78 - 309,73) \cdot 100\%}{374,78} = 18,0, \%$$

Приймаємо перший варіант схеми ЗЕП 35 кВ.

					КРБ 19–056.00.00.000 ПЗ	Лист
						29
Зм.	Лист	№ докум.	Підпис	Дата		

## 2.5 Вибір варіантів схем внутрішнього електропостачання (кількість та потужність цехових ТП, конденсаторних установок та їх розміщення)

### 2.5.1 Вибір числа цехових трансформаторних підстанцій та їх місць розміщення

З врахуванням потужності окремих підрозділів, цехів та їх резервування приймаємо:

а) I варіант – 5 ЦТП, 1РП, номінальна напруга мережі 6 кВ (рис. 2.3) (додаток Г);

б) II варіант - 6 ЦТП; номінальна напруга мережі 10 кВ (рис. 2.4).

### 2.5.2 Визначення потужностей силових трансформаторів ЦТП

Враховуючи категорійність споживачів згідно надійності електропостачання, встановлюємо двотрансформаторні ЦТП.

Вибір потужності силових трансформаторів здійснюється за умовою взаємного резервування:

$$S_T \geq (0,65 \div 0,7) S_{p\Sigma}, \text{ кВА} \quad (2.66)$$

де  $S_{p\Sigma}$  – сумарна потужність споживачів, які отримують живлення від даної ТП.

Варіант I:

ТП1:

$$S_{p\Sigma} = S_{p1} + S_{p4} + S_{p2} + S_{p3};$$

$$S_{p\Sigma} = 40,4 + 441,2 + 22,0 + 735,4 = 1239,0 \text{ кВА};$$

$$S_T = 0,7 \cdot 1239,0 = 867,3 \text{ кВА};$$

$$S_{\text{НОМТ}} = 1000 \text{ кВА}.$$

ТП2:

$$S_{p\Sigma} = S_{p5};$$

$$S_{p\Sigma} = 1255,4 \text{ кВА};$$

$$S_T = 0,7 \cdot 1255,4 = 878,5 \text{ кВА};$$

$$S_{\text{НОМТ}} = 1000 \text{ кВА}.$$

					КРБ 19–056.00.00.000 ПЗ	Лист
						30
Зм.	Лист	№ докум.	Підпис	Дата		

ТП3:

$$S_{p\Sigma} = S_{p6} + S_{p7} + S_{p8};$$

$$S_{p\Sigma} = 730 + 298,7 + 61,4 = 1090,1 \text{ кВА};$$

$$S_T = 0,7 \cdot 1090,1 = 763,1 \text{ кВА};$$

$$S_{\text{НОМТ}} = 1000 \text{ кВА}.$$

ТП4:

$$S_{p\Sigma} = S_{p9} + S_{p10};$$

$$S_{p\Sigma} = 1088,3 + 722,2 = 1810,5 \text{ кВА};$$

$$S_T = 0,7 \cdot 1810,5 = 1267,4 \text{ кВА};$$

$$S_{\text{НОМТ}} = 1600 \text{ кВА}.$$

ТП5:

$$S_{p\Sigma} = S_{p11} + S_{p12};$$

$$S_{p\Sigma} = 482,0 + 1965,2 = 2447,2 \text{ кВА};$$

$$S_T = 0,65 \cdot 2447,2 = 1590,7 \text{ кВА};$$

$$S_{\text{НОМТ}} = 1600 \text{ кВА}.$$

РП:

$$S_{p\Sigma} = S_{p12}(6кВ);$$

$$S_{p\Sigma} = 903,63 \text{ кВА. КРУ 2-20-20У3 } I_{\text{НОМ}} = 630 \text{ А}.$$

На основі розрахунків по табл. 3.4 ст. 124 [4] вибираємо силові трансформатори.

Каталожні дані вибраних силових трансформаторів заводимо у табл. 2.8.

Таблиця 2.8 - Каталожні дані вибраних силових трансформаторів.

Тип	S <sub>ном</sub> , кВА	Напруга обмотки		Втрати, кВт		U <sub>к</sub> , %	Вартість, тис. грн
		ВН	НН	P <sub>хх</sub>	P <sub>к</sub>		
ТМ 1000/6	1000	6	0.4	2.45	11.0	5.5	2.965
ТМ 1000/6	1000	6	0.4	2.45	11.0	5.5	2.965
ТМ 1000/6	1000	6	0.4	2.45	11.0	5.5	2.965
ТМ 1600/6	1600	6	0.4	3.3	16.5	5.5	4.15
ТМ 1600/6	1600	6	0.4	3.3	16.5	5.5	4.15
РП 6 кВ							2.3



Варіант II.

В II варіанті місце розташування ЦТП знаходимо аналогічно I-му варіанту (ТП1, ТП2, ТП3, ТП4, ТП5).

ТП6:

$$S_{p\Sigma} = S_{p4};$$

$$S_{p\Sigma} = 903,63 \text{ кВА};$$

$$S_T = 0,7 \cdot 903,63 = 623,5 \text{ кВА};$$

$$S_{\text{НОМТ}} = 630 \text{ кВА}.$$

Каталожні дані вибраних трансформаторів заносимо у таблицю 2.9.

Таблиця 2.9 - Каталожні дані вибраних трансформаторів

Тип	$S_{\text{НОМ}}$ , кВА	Напруга обмотки		Втрати, кВт		$U_k$ , %	Вартість, тис. грн
		ВН	НН	$P_{\text{ХХ}}$	$P_k$		
ТМ 1000/10	1000	10	0.4	2.45	11.0	5.5	2.965
ТМ 1000/10	1000	10	0.4	2.45	11.0	5.5	2.965
ТМ 1000/10	1000	10	0.4	2.45	11.0	5.5	2.965
ТМ 1600/10	1600	10	0.4	3.3	16.5	5.5	4.15
ТМ 1600/10	1600	10	0.4	3.3	16.5	5.5	4.15
ТМ 1000/10	1000	10	6.3	2.45	11.0	5.5	2.965

### 2.5.3 Вибір пристроїв для компенсації реактивної потужності

КРП згідно вимог та вказівок передбачаємо здійснювати за допомогою комплектних компенсуючих установок (ККУ), які встановлюються на кожній цеховій ТП, вибір яких проводимо згідно умови:

$$Q_{\text{кку}} = 0,7 Q_p, \text{ кВАр} \quad (2.67)$$

Коефіцієнт 0,7 враховує одержання 30% необхідної реактивної потужності з енергетичної системи.

					КРБ 19-056.00.00.000 ПЗ	Лист
Зм.	Лист	№ докум.	Підпис	Дата		32

Варіант I.

ТП1:

$$Q_{p\Sigma} = Q_{p1} + Q_{p2} + Q_{p3} + Q_{p4};$$

$$Q_{p\Sigma} = 25,66 + 299,97 + 13,9 + 475,2 = 814,73 \text{ кВар};$$

$$Q_{\text{ном кку}} = 0,7 \cdot 814,73 = 570,32 \text{ кВар}.$$

ТП2:

$$Q_{p\Sigma} = Q_{p2};$$

$$Q_{p\Sigma} = 674,05 \text{ кВар};$$

$$Q_{\text{ном кку}} = 0,7 \cdot 674,05 = 471,84 \text{ кВар}.$$

ТП3:

$$Q_{p\Sigma} = Q_{p6} + Q_{p7} + Q_{p8};$$

$$Q_{p\Sigma} = 510,35 + 172,23 + 27,72 = 710,3 \text{ кВар};$$

$$Q_{\text{ном кку}} = 0,7 \cdot 710,3 = 497,21 \text{ кВар}.$$

ТП4:

$$Q_{p\Sigma} = Q_{p9} + Q_{p10};$$

$$Q_{p\Sigma} = 427,5 + 569,9 = 997,4 \text{ кВар};$$

$$Q_{\text{ном кку}} = 0,7 \cdot 997,4 = 698,18 \text{ кВар};$$

ТП5:

$$Q_{p\Sigma} = Q_{p11} + Q_{p12}$$

$$Q_{p\Sigma} = 292,5 + 1171,6 = 1464,1 \text{ кВар}$$

$$Q_{\text{ном кку}} = 0,7 \cdot 1464,1 = 1024,87 \text{ кВар}$$

На основі розрахунків по табл. 10.22 ст. 572 [4], табл. 3.5 ст. 94 і табл. 3.6 ст. 96 [1] вибираємо ККУ, каталожні дані які зводимо у табл. 2.10.

					КРБ 19–056.00.00.000 ПЗ	Лист
Зм.	Лист	№ докум.	Підпис	Дата		33

Таблиця 2.10 – Каталожні дані

№ п/п	Тип	Q <sub>ном</sub> , кВар	U <sub>ном</sub> , кВ	Кількість, шт	Вартість, тис. грн
ТП1	УКЛ(П)Н–0.38 - 300–150УЗ	300	0.38	2	5.38
ТП2	УКЛ(П)Н–0.38 – 216–150УЗ	216	0.38	2	4.8
ТП3	УКЛ(П)Н–0.38- 216–150УЗ	216	0.38	2	4.8
ТП4	УКЛ(П)Н–0.38 - 300–150УЗ	300	0.38	2	5.38
ТП5	УКЛ(П)Н–0.38 - 450–150УЗ	450	0.38	2	7.72

### Варіант II.

Так як розташування ЦТП обох варіантів однакове (змінюється лише напруга), то розрахунок необхідної реактивної потужності і вибір ККУ будуть аналогічними в обох варіантах.

### 2.5.4 Вибір струмоведучих частин для живлення ЦТП від головної понижаючої підстанції

Вибір марки силових кабелів для кожної ЦТП.

#### Варіант I:

Визначаємо величину струму:

$$I_{\text{норм I,II}} = \frac{S_{P\Sigma i}}{2\sqrt{3}U_{\text{номI,II}}}, \text{ A} \quad (2.68)$$

у нормальному режимі роботи:

$$\text{ТП-1} \quad I_{\text{норм}} = \frac{1239,0}{2\sqrt{3} \cdot 6} = 59,68 \text{ A};$$

$$\text{ТП-2} \quad I_{\text{норм}} = \frac{1255,4}{2\sqrt{3} \cdot 6} = 60,47 \text{ A};$$

$$\text{ТП-3} \quad I_{\text{норм}} = \frac{1090,1}{2\sqrt{3} \cdot 6} = 52,5 \text{ A};$$

					КРБ 19–056.00.00.000 ПЗ	Лист
Зм.	Лист	№ докум.	Підпис	Дата		34

$$\text{ТП-4} \quad I_{\text{норм}} = \frac{1810,5}{2\sqrt{3} \cdot 6} = 87,21 \text{ А};$$

$$\text{ТП-5} \quad I_{\text{норм}} = \frac{2447,2}{2\sqrt{3} \cdot 6} = 117,28 \text{ А};$$

$$\text{РП} \quad I_{\text{норм}} = \frac{903,6}{2\sqrt{3} \cdot 6} = 43,52 \text{ А}.$$

Визначаємо величину струму навантаження у післяаварійному режимі:

$$I_{\text{макс}} = 2 \cdot I_{\text{норм}}; \text{ А} \quad (2.69)$$

$$\text{ТП 1} \quad I_{\text{макс}} = 2 \cdot 59,68 = 119,36 \text{ А};$$

$$\text{ТП 2} \quad I_{\text{макс}} = 2 \cdot 60,47 = 120,94 \text{ А};$$

$$\text{ТП 3} \quad I_{\text{макс}} = 2 \cdot 52,5 = 105,0 \text{ А};$$

$$\text{ТП 4} \quad I_{\text{макс}} = 2 \cdot 87,21 = 174,42 \text{ А};$$

$$\text{ТП 5} \quad I_{\text{макс}} = 2 \cdot 117,28 = 235,76 \text{ А};$$

$$\text{РП} \quad I_{\text{макс}} = 2 \cdot 43,52 = 87,04 \text{ А}.$$

Визначаємо поперечний переріз жил кабелю за економічною густиною струму.

$$q_{\text{ек}} = \frac{I_{\text{норм}}}{j_{\text{ек}}}, \text{ мм} \quad (2.70)$$

де  $q_{\text{ек}} = 1,2 \text{ А/мм}^2$  із табл. 727 [3].

$$\text{ТП 1} \quad q_{\text{ек}} = \frac{59,68}{1,4} = 42,6 \text{ мм}^2;$$

$$\text{ТП 2} \quad q_{\text{ек}} = \frac{560,47}{1,4} = 43,2 \text{ мм}^2;$$

$$\text{ТП 3} \quad q_{\text{ек}} = \frac{52,5}{1,4} = 37,5 \text{ мм}^2;$$

$$\text{ТП 4} \quad q_{\text{ек}} = \frac{87,21}{1,4} = 62,3 \text{ мм}^2;$$

$$\text{ТП 5} \quad q_{\text{ек}} = \frac{117,88}{1,4} = 84,2 \text{ мм}^2;$$

$$\text{РП} \quad q_{\text{ек}} = \frac{43,52}{1,4} = 31,1 \text{ мм}^2.$$

Вибираємо кабель марки ААШВУ з алюмінієвими жилами, паперовою просякнутою ізоляцією, в алюмінієвій оболонці, в полівінілхлоридному шлангові, удосконаленому.

Поперечний переріз жил кабелів вибираємо з табл. 7.10 [4].

ТП 1: ААШВУ – 6 – 3 х 50 I доп. ном = 155 А;

ТП2: ААШВУ – 6 – 3 х 50 I доп. ном. = 155 А;

ТП3: ААШВУ – 6 – 3 х 50 I доп. ном. = 155 А;

ТП4: ААШВУ – 6 – 3 х 70 I доп. ном. = 190 А;

ТП5: ААШВУ – 6 – 3 х 95 I доп. ном. = 225 А;

РП: ААШВУ – 6 – 3 х 35 I доп. ном. = 125 А.

Перевіряємо вибрані поперечні перерізи жил кабелів на допустиме нагрівання струмами післяаварійного режиму роботи.

$$I_{\text{макс}} \leq I_{\text{доп}}, \text{А} \quad (2.71)$$

$$I_{\text{доп}} = K_1 \cdot K_2 \cdot I_{\text{доп.ном}}; \text{А} \quad (2.72)$$

де  $K_1 = 0,9$  – коефіцієнт, який враховує прокладання двох кабелів у траншеї на відстані 100 мм один від одного, табл. 7.17 [4].

$K_2 = 0,95$  – коефіцієнт, який враховує температуру середовища (землі) табл. 7.18 [4].

ТП 1:

$$\text{ААШВУ} - 6 - 3 \times 50 \text{ I}_{\text{доп.ном.}} = 155 \text{ А}$$

$$I_{\text{доп}} = 0,9 \cdot 0,95 \cdot 155 = 132,5 \text{ А} > I_{\text{макс}} = 119,36 \text{ А}$$

Умова витримується.

ТП 2:

$$\text{ААШВУ} - 6 - 3 \times 50 \text{ I}_{\text{доп.ном.}} = 155 \text{ А}$$

$$I_{\text{доп}} = 0,9 \cdot 0,95 \cdot 155 = 132,5 \text{ А} > I_{\text{макс}} = 120,94 \text{ А}$$

Умова витримується.

ТП 3:

$$\text{ААШВУ} - 6 - 3 \times 50 \text{ I}_{\text{доп.ном.}} = 155 \text{ А}$$

$$I_{\text{доп}} = 0,9 \cdot 0,95 \cdot 155 = 132,5 \text{ А} > I_{\text{макс}} = 105,0 \text{ А}$$

Умова витримується.

					КРБ 19–056.00.00.000 ПЗ	Лист
						36
Зм.	Лист	№ докум.	Підпис	Дата		

ТП4:

$$\text{ААШВУ} - 6 - 3 \times 70 I_{\text{доп.ном.}} = 190 \text{ А};$$

$$I_{\text{доп}} = 0,9 \cdot 0,95 \cdot 190 = 162,45 \text{ А.}$$

Так як  $I_{\text{макс}} = 174,42 \text{ А} > I_{\text{доп}} = 162,458 \text{ А}$ , то вибраний кабель марки ААШВУ – 6 – 3 х 70 нам не підходить.

Вибираємо кабель поперечний переріз жил якого на одну ступінь вище, тобто ААШВУ – 6 – 3 х 95 з  $I_{\text{доп}} = 225 \text{ А}$ .

$$\text{Тоді } I_{\text{доп}} = 0,9 \cdot 0,95 \cdot 225 = 192,38 \text{ А} > I_{\text{макс}} = 174,42 \text{ А} .$$

Вибраний кабель ААШВУ – 6 – 3 х 95 по даній умові проходить.

ТП5:

$$\text{ААШВУ} - 6 - 3 \times 95 I_{\text{доп.ном.}} = 225 \text{ А};$$

$$I_{\text{доп}} = 0,9 \cdot 0,95 \cdot 225 = 192,38 \text{ А.}$$

Так як  $I_{\text{макс}} = 235,76 \text{ А} > I_{\text{доп}} = 192,38 \text{ А}$ , то вибраний кабель марки ААШВУ – 6 – 3 х 95 нам не підходить.

Вибираємо кабель поперечний переріз жил якого на одну ступінь вище, тобто ААШВУ – 6 – 3 х 120 з  $I_{\text{доп}} = 260 \text{ А}$ .

$$I_{\text{доп}} = 0,9 \cdot 0,95 \cdot 260 = 222,3 \text{ А.}$$

Так як  $I_{\text{макс}} = 235,76 \text{ А} > I_{\text{доп}} = 222,3 \text{ А}$ , то вибраний кабель марки ААШВУ – 6 – 3 х 120 нам не підходить.

Вибираємо кабель поперечний переріз жил якого на одну ступінь вище, тобто ААШВУ – 6 – 3 х 150 з  $I_{\text{доп}} = 300 \text{ А}$ .

$$\text{Тоді } I_{\text{доп}} = 0,9 \cdot 0,95 \cdot 300 = 256,5 \text{ А} > I_{\text{макс}} = 235,76 \text{ А.}$$

Вибраний кабель ААШВУ – 6 – 3 х 150 по даній умові проходить.

РП:

$$\text{ААШВУ} - 6 - 3 \times 35 I_{\text{доп.ном.}} = 125 \text{ А};$$

$$I_{\text{доп}} = 0,9 \cdot 0,95 \cdot 125 = 106,875 \text{ А} > I_{\text{макс}} = 87,04 \text{ А.}$$

Умова витримується.

Каталожні та розрахункові дані вибраних кабелів заносимо в табл. 2.11.

					КРБ 19–056.00.00.000 ПЗ	Лист
						37
Зм.	Лист	№ докум.	Підпис	Дата		

Варіант II.

Розрахунок проводимо аналогічно I варіанту. Визначаємо величину струму у нормальному режимі:

$$\text{ТП-1} \quad I_{\text{норм}} = \frac{1239,0}{2\sqrt{3} \cdot 10} = 35,81 \text{ А};$$

$$\text{ТП-2} \quad I_{\text{норм}} = \frac{1255,4}{2\sqrt{3} \cdot 10} = 36,28 \text{ А};$$

$$\text{ТП-3} \quad I_{\text{норм}} = \frac{1090,1}{2\sqrt{3} \cdot 10} = 31,5 \text{ А};$$

$$\text{ТП-4} \quad I_{\text{норм}} = \frac{1810,5}{2\sqrt{3} \cdot 10} = 52,31 \text{ А};$$

$$\text{ТП-5} \quad I_{\text{норм}} = \frac{2447,2}{2\sqrt{3} \cdot 10} = 70,15 \text{ А};$$

$$\text{ТП-6} \quad I_{\text{норм}} = \frac{903,6}{2\sqrt{3} \cdot 10} = 26,11 \text{ А}.$$

Визначаємо величину струму у післяаварійному режимі:

$$\text{ТП 1} \quad I_{\text{макс}} = 2 \cdot 35,81 = 71,62 \text{ А};$$

$$\text{ТП 2} \quad I_{\text{макс}} = 2 \cdot 36,28 = 72,56 \text{ А};$$

$$\text{ТП 3} \quad I_{\text{макс}} = 2 \cdot 31,5 = 63,0 \text{ А};$$

$$\text{ТП 4} \quad I_{\text{макс}} = 2 \cdot 52,31 = 104,62 \text{ А};$$

$$\text{ТП 5} \quad I_{\text{макс}} = 2 \cdot 70,15 = 140,3 \text{ А};$$

$$\text{ТП 6} \quad I_{\text{макс}} = 2 \cdot 26,11 = 52,22 \text{ А}.$$

Визначаємо поперечний переріз жил кабелів:

$$\text{ТП 1} \quad q_{\text{ек}} = \frac{35,81}{1,4} = 25,6 \text{ мм}^2;$$

$$\text{ТП 2} \quad q_{\text{ек}} = \frac{36,28}{1,4} = 25,9 \text{ мм}^2;$$

$$\text{ТП 3} \quad q_{\text{ек}} = \frac{31,5}{1,4} = 22,5 \text{ мм}^2;$$

$$\text{ТП 4} \quad q_{\text{ек}} = \frac{52,31}{1,4} = 37,36 \text{ мм}^2;$$

$$\text{ТП 5} \quad q_{\text{ек}} = \frac{70,15}{1,4} = 50,3 \text{ мм}^2;$$

$$\text{ТП 6} \quad q_{\text{ек}} = \frac{26,11}{1,4} = 18,65 \text{ мм}^2.$$

З табл. 7.10 [4] вибираємо марки кабелів:

$$\text{ТП 1: ААШВУ} - 10 - 3 \times 35 I_{\text{доп.ном}} = 115 \text{ А};$$

$$\text{ТП 2: ААШ6У} - 10 - 3 \times 35 I_{\text{доп.ном}} = 115 \text{ А};$$

$$\text{ТП 3: ААШ6У} - 10 - 3 \times 25 I_{\text{доп.ном}} = 90 \text{ А};$$

$$\text{ТП 4: ААШ6У} - 10 - 3 \times 50 I_{\text{доп.ном}} = 140 \text{ А};$$

$$\text{ТП 5: ААШ6У} - 10 - 3 \times 70 I_{\text{доп.ном}} = 165 \text{ А};$$

$$\text{ТП 6: ААШ6У} - 10 - 3 \times 25 I_{\text{доп.ном}} = 90 \text{ А}.$$

Перевіряємо вибрані поперечні перерізи жил кабелів нагріванням допустимим струмами післяаварійного режиму:

$$\text{ТП1: } I_{\text{доп}} = 0,9 \cdot 0,95 \cdot 115 = 98,33 \text{ А} > I_{\text{макс}} = 71,62 \text{ А}.$$

Умова витримується.

$$\text{ТП2: } I_{\text{доп}} = 0,9 \cdot 0,95 \cdot 115 = 98,33 \text{ А} > I_{\text{макс}} = 72,56 \text{ А}.$$

Умова витримується.

$$\text{ТП3: } I_{\text{доп}} = 0,9 \cdot 0,95 \cdot 90 = 76,95 \text{ А} > I_{\text{макс}} = 63,0 \text{ А}.$$

Умова витримується.

$$\text{ТП4: } I_{\text{доп}} = 0,9 \cdot 0,95 \cdot 140 = 119,7 \text{ А} > I_{\text{макс}} = 104,3 \text{ А}.$$

Умова витримується.

$$\text{ТП5: } I_{\text{доп}} = 0,9 \cdot 0,95 \cdot 165 = 141,075 \text{ А} > I_{\text{макс}} = 140,3 \text{ А}.$$

Умова витримується.

$$\text{ТП3: } I_{\text{доп}} = 0,9 \cdot 0,95 \cdot 90 = 76,95 \text{ А} > I_{\text{макс}} = 52,22 \text{ А}.$$

Умова витримується.

Каталожні і розрахункові дані вибраних кабелів заносимо у табл. 2.11.

					КРБ 19–056.00.00.000 ПЗ	Лист
Зм.	Лист	№ докум.	Підпис	Дата		39



Таблиця 2.11 – Каталожні і розрахункові дані вибраних кабелів

Лінія	Марка кабелю	q, мм <sup>2</sup>	ι, км	г <sub>0</sub> , Ом\км	I <sub>доп.ном</sub> , А	Кількість, шт	Вартість 1 км, тис. грн.
<i>I варіант</i>							
ГПП- ТП1	ААШВУ-6-3×50	50	0.12	0.62	155	2	9.4
ГПП- ТП2	ААШВУ-6-3×50	50	0.01	0.62	155	2	9.4
ГПП- ТП3	ААШВУ-6-3×50	50	0.06	0.62	155	2	9.4
ГПП- ТП4	ААШВУ-6-3×95	95	0.1	0.326	225	2	11.4
ГПП- ТП5	ААШВУ-6-3×150	150	0.2	0.206	300	2	13.6
ГПП-РП	ААШВУ-6-3×35	35	0.11	0.89	125	2	8.4
<i>II варіант</i>							
ГПП- ТП1	ААШВУ-10-3×35	35	0.12	0.89	115	2	9.4
ГПП- ТП2	ААШВУ-10-3×35	35	0.01	0.89	115	2	9.4
ГПП- ТП3	ААШВУ-10-3×25	25	0.06	1.24	90	2	8.4
ГПП- ТП4	ААШВУ-10-3×50	35	0.1	0.62	140	2	10.4
ГПП- ТП5	ААШВУ-10-3×70	70	0.2	0.443	165	2	11.4
ГПП- ТП6	ААШВУ-10-3×25	25	0.11	1.24	90	2	8.4

Зм.	Лист	№ докум.	Підпис	Дата

КРБ 19-056.00.00.000 ПЗ

Лист

40

## 2.6 Техніко-економічне порівняння варіантів схем внутрішнього електропостачання підприємства

Для кабельних ліній до 10 кВ з алюмінієвою оболонкою, які прокладаються під землею,  $\alpha=6,3\%$  табл. 8.2. [3]. Вартість КЛ устаткування ЦТП приймаємо з табл. 9.10, 9.17 [3]; 3.4 [4].

Розрахунок величини капіталовкладень зводимо у табл. 2.12.

Таблиця 2.12 – Розрахунок величини капіталовкладень

Назва елементів схеми	Один. виміру	Вартість одиниці, тис. грн.	І варіант		ІІ варіант	
			К-ть	Вартість, тис. грн	К-ть	Вартість, тис. грн
КЛ з кабелями						
ААШВУ–6–3 х 150	км	13.6	0.2	1.14		
ААШВУ–6–3 х 95	км	11.4	0.1	1.539		
ААШВУ–6–3 х 50	км	9.4	0.19	1.786		
ААШВУ–6–3 х 35	км	8.4	0.11	0.924		
ААШВУ–10–3 х 35	км	9.4			0.13	1.222
ААШВУ–10–3 х 50	км	10.4			0.1	1.04
ААШВУ–10–3 х 70	км	11.4			0.2	2.28
ААШВУ–10–3 х 25	км	8.4			0.17	1.428
К <sub>п</sub> К <sub>под</sub>				12.35		5.97
Силові трансформатори ЦТП						
ТМ 1600/6	шт	4.15	4	16.6		
ТМ 1000/6	шт	2.965	6	17.79		
РП	шт	2.3	2	4.6		
ТМ 1600/10	шт	4.15			4	16.6
ТМ 1000/10	шт	2.965			8	23.72
К <sub>п</sub> К <sub>под</sub>				73.3		75.8
К				85.65		81.77

Визначаємо втрати електроенергії в ЦТП.

Цехові ТП ЦТП1-ЦТП4 в обох варіантах схем внутрішнього електропостачання мають однакові максимальні навантаження, а звідси і однакові втрати електроенергії, тому в техніко-економічному порівнянні варіантів їх не враховуємо.

$$\Delta W_{T6} = 2 \times 2,45 \cdot 8760 + 11,0 (903,63/2 \times 1000)^2 \cdot 4467,6 = 52955,35 \text{ кВт. год}$$

Визначаємо втрати електроенергії у кабельних лініях:

ГПП-ТП1:

$$\Delta W_{\text{КЛ1}} = 2 \cdot 3 \cdot 59,68^2 \cdot 0,12 \cdot 0,62 \cdot 4467,6 \cdot 10^{-3} = 7103,23 \text{ кВт. год};$$

$$\Delta W_{\text{КЛ2}} = 2 \cdot 3 \cdot 35,81^2 \cdot 0,12 \cdot 0,89 \cdot 4467,6 \cdot 10^{-3} = 3671,18 \text{ кВт. год}.$$

ГПП-ТП2:

$$\Delta W_{\text{КЛ1}} = 2 \cdot 3 \cdot 60,47^2 \cdot 0,071 \cdot 0,62 \cdot 4467,6 \cdot 10^{-3} = 607,71 \text{ кВт. год};$$

$$\Delta W_{\text{КЛ2}} = 2 \cdot 3 \cdot 36,28^2 \cdot 0,01 \cdot 0,89 \cdot 4467,6 \cdot 10^{-3} = 314,01 \text{ кВт. год}.$$

ГПП-ТП3:

$$\Delta W_{\text{КЛ1}} = 2 \cdot 3 \cdot 52,5^2 \cdot 0,62 \cdot 0,06 \cdot 4467,6 \cdot 10^{-3} = 2748,45 \text{ кВт. год};$$

$$\Delta W_{\text{КЛ2}} = 2 \cdot 3 \cdot 31,5^2 \cdot 0,06 \cdot 1,24 \cdot 4467,6 \cdot 10^{-3} = 1978,88 \text{ кВт. год}.$$

ГПП-ТП4:

$$\Delta W_{\text{КЛ1}} = 2 \cdot 3 \cdot 87,21^2 \cdot 0,1 \cdot 0,326 \cdot 4467,6 \cdot 10^{-3} = 6646,24 \text{ кВт. год};$$

$$\Delta W_{\text{КЛ2}} = 2 \cdot 3 \cdot 52,31^2 \cdot 0,1 \cdot 0,62 \cdot 4467,6 \cdot 10^{-3} = 4547,65 \text{ кВт. год}.$$

ГПП-ТП5:

$$\Delta W_{\text{КЛ1}} = 2 \cdot 3 \cdot 117,28^2 \cdot 0,206 \cdot 0,2 \cdot 4467,6 \cdot 10^{-3} = 15190,45 \text{ кВт. год};$$

$$\Delta W_{\text{КЛ2}} = 2 \cdot 3 \cdot 70,15^2 \cdot 0,443 \cdot 0,2 \cdot 4467,6 \cdot 10^{-3} = 11687,31 \text{ кВт. год}.$$

ГПП-РП, ТП6:

$$\Delta W_{\text{КЛ1}} = 2 \cdot 3 \cdot 43,52^2 \cdot 0,89 \cdot 0,11 \cdot 4467,6 \cdot 10^{-3} = 4970,67 \text{ кВт. год};$$

$$\Delta W_{\text{КЛ2}} = 2 \cdot 3 \cdot 26,11^2 \cdot 1,24 \cdot 0,11 \cdot 4467,6 \cdot 10^{-3} = 2492,6 \text{ кВт. год}.$$

$$\Delta W_{\text{I}} = 37266,75 \text{ кВт. год};$$

$$\Delta W_{\text{II}} = 77646,98 \text{ кВт. год};$$

$$И В_{T1} = 0,54 \cdot 37266,75 \cdot 10^{-3} = 15,66 \text{ тис. грн};$$

$$И В_{T2} = 0,54 \cdot 77646,98 \cdot 10^{-3} = 34,88 \text{ тис. грн}.$$

Експлуатаційні витрати:

					КРБ 19-056.00.00.000 ПЗ	Лист
						42
Зм.	Лист	№ докум.	Підпис	Дата		

$$И_1 = 9,4/100 \cdot 73,3 + 6,3/100 \cdot 12,35 = 7,67 \text{ тис. грн};$$

$$И_2 = 9,4/100 \cdot 75,8 + 6,3/100 \cdot 5,97 = 7,5 \text{ тис. грн.}$$

Щорічні приведені затрати:

$$ЗІ = 0,12 \cdot 85,65 + 7,67 + 20,12 = 38,068 \text{ тис. грн};$$

$$ЗІІ = 0,12 \cdot 81,77 + 7,5 + 41,93 = 59,24 \text{ тис. грн.}$$

Так як  $\Delta = (59,24 - 38,068) / 59,24 \cdot 100\% = 35,74\%$ ,

то приймаємо I варіант схеми внутрішнього електропостачання (6 кВ).

## 2.7 Компенсація реактивної потужності

Енергетичні системи живлять споживачів, як активною так і реактивною енергією. Із загальної споживної реактивної потужності 30% покриваються синхронними генераторами електростанцій та синхронними компенсаторами, а 70% власними джерелами споживачів (синхронними двигунами і конденсаторними батареями).

Компенсація реактивної потужності електроустановок промислових підприємств здійснюється при допомозі статичних конденсаторів, які включаються паралельно електроприймачам (поперечна компенсація).

В окремих випадках при різноманітному навантаженні мереж, наприклад при живленні дугових печей, зварювальних установок та інших, може виявитися доцільним послідовне включення конденсаторів (поздовжня компенсація).

Розміщення конденсаторів у мережах до 1000 В і вище повинно задовольняти умові найбільшого значення втрат активної потужності від реактивних навантажень. При цьому можлива компенсація:

- індивідуальна-із розміщенням конденсаторів біля споживачів;
- групова - із розміщенням конденсаторів біля силових шкафів і шинопроводів в цехах;
- централізована – із підключенням батарей на шинах 0,38-6-10 кВ.

					КРБ 19–056.00.00.000 ПЗ	Лист
						43
Зм.	Лист	№ докум.	Підпис	Дата		

Статичні конденсатори використовують для підвищення  $\cos\varphi$  та регулювання напруги в системі електропостачання. Їх випускають як комплектними конденсаторними установками (ККУ), які складаються із відповідного числа конденсаторів деякої потужності і допоміжного обладнання для включення, відключення та захисту, так і у вигляді однієї чи кількох комірок.

В пункті 2.5.3 приведено розрахунок та вибір конденсуючи пристроїв. Схема їх підключення приведена на в графічній частині роботи.

					КРБ 19–056.00.00.000 ПЗ	Лист
Зм.	Лист	№ докум.	Підпис	Дата		44

## 3 РОЗРАХУНКОВИЙ РОЗДІЛ

### 3.1 Розрахунок струмів КЗ

Розрахунок струмів КЗ проводимо у відносних одиницях.

Задаємося базисною потужністю:

$$S_6 = 100 \text{ МВА.}$$

Необхідно розрахувати струми короткого замикання у трьох точках: на стороні ВН силового трансформатора ГПП, на стороні НН силового трансформатора ГПП, на стороні 0,4 кВ силового трансформатора найбільш віддаленої цехової ТП.

#### 3.1.1 Розрахункова схема електричної установки

Розрахункова схема електроустановки представлена на рис. 3.1 в Додатку Д.

#### 3.1.2 Розрахункова схема зміщення

Електрична схема заміщення представлена на рис. 3.2 в Додатку Д.

#### 3.1.3 Визначення величини опорів елементів електричної СЗ

1. Знаходимо опір енергетичної системи:

$$X_1 = X_c \cdot S_6 / S_{\text{ном.с}}; \quad (3.1)$$

$$X_1 = 0,15 \cdot 1000 / 2800 = 0,053$$

2. Знаходимо опір обмоток трансформаторів:

а) обмоток ВН:

$$X_2 = X_5 + U_{\text{кВ}} \cdot S_6 / 100 \cdot S_{\text{ном.т}}; \quad (3.2)$$

					КРБ 19–056.00.00.000 ПЗ			
Змн.	Лист	№ докум.	Підпис	Дата				
Розроб.		Товт І.В.			<b>2 РОЗРАХУНКОВИЙ РОЗДІЛ</b>	Літ.	Арк.	Акрушів
Керівник		Мовчан Л.Т.					45	17
Консульт.						ТНТУ, ФПТ, ЕТЗс-42		
Н. Контр.		Вакуленко О. О.						
Затверд.		Тарасенко М.Г.						

$$U_{KB} \% = 0,5(U_{KB-c} + U_{KB-H} - U_{KC-H}); \% \quad (3.3)$$

$$U_{KB} \% = 0,5(10,5 + 17 - 6) = 10,75\%;$$

$$X_2 = X_5 = 10,75 \cdot 1000 / 100 \cdot 25 = 4,3;$$

б) обмоток СН:

$$X_4 = X_7 = I_{KC\%} \cdot S_{\sigma} / 100 \cdot S_{НОМ.М}; \%$$

$$U_{KC\%} = 0,5(U_{KB-c} + U_{KC-H} - U_{KB-H}); \% \quad (3.4)$$

$$U_{KC\%} = 0,5(10,5 + 6 - 17) = 0\%;$$

$$X_6 = X_3 = 0 \cdot 1000 / 100 \cdot 25 = 0;$$

в) обмоток НН

$$X_3 = X_6 = U_{KH\%} \cdot S_{\sigma} / 100 \cdot S_{НОМ.Т}; \%$$

$$U_{KH\%} = 0,5(U_{KB-H} + U_{KC-H} - U_{KB-c}); \% \quad (3.5)$$

$$U_{KH\%} = 0,5(17 + 6 - 10,5) = 6,25\%;$$

$$X_4 = X_7 = 6,25 \cdot 1000 / 100 \cdot 25 = 2,5;$$

3. Визначаємо опір повітряних ліній від підстанцій до ГПП:

$$X_{ПЛ} = X_{num} \cdot e \cdot S_{\sigma} / U_{сер}^2 S_{НОМ} \quad (3.6)$$

$$X_8 = 0,4 \cdot 18 \cdot 1000 / 37,5^2 = 5,12;$$

4. Визначаємо опір силових трансформаторів на ГПП:

$$X_{ТР} = U_k \cdot S_{\sigma} / 100 \cdot S_{НОМ} \quad (3.7)$$

$$X_9 = 6,5 \cdot 1000 / 100 \cdot 6,3 = 11,9;$$

5. Визначаємо опір кабельних ліній від ГПП до ЦТП:

$$X_{КЛ} = X_{num} \cdot e \cdot S_{\sigma} / U_{сер}^2 \quad (3.8)$$

$$X_{10} = 0,008 \cdot 0,02 \cdot 1000 / 6^2 = 0,44;$$

6. Визначаємо опір силових трансформатора ЦТП:

$$X_{ТР} = U_k \cdot S_{\sigma} / 100 \cdot S_{НОМ Т} \quad (3.9)$$

$$X_{11} = 5,5 \cdot 1000 / 100 \cdot 1,6 = 34,375.$$

					КРБ 19-056.00.00.000 ПЗ	Лист
Зм.	Лист	№ докум.	Підпис	Дата		46

### 3.1.4 Розрахунок струмів КЗ в точці К-1

Проведемо спрощення електричної схеми за допомогою правила послідовного з'єднання опорів:

$$X_{12} = \frac{(X_2 + X_4) \cdot (X_5 + X_6)}{X_2 + X_4 + X_5 + X_6} \quad (3.10)$$

$$X_{12} = \frac{0,053 + (6,72 + 0) \cdot (6,72 + 0)}{6,72 + 0 + 6,72 + 0} = 3,413;$$

$$X_{рез} = X_{12} + X_8; \quad (3.11)$$

$$X_{рез} = 3,413 + 5,12 = 8,533.$$

Кінцева електрична схема заміщення для точки К-1 представлена на рис. 3.3.

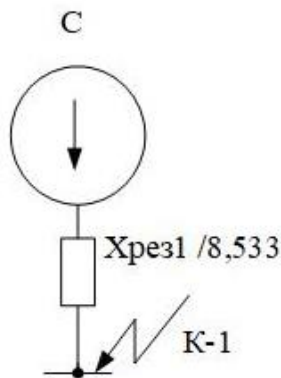


Рисунок 3.3 - Кінцева електрична схема заміщення для точки К-1

Кінцева електрична схема заміщення представлена на рис. 3.4.

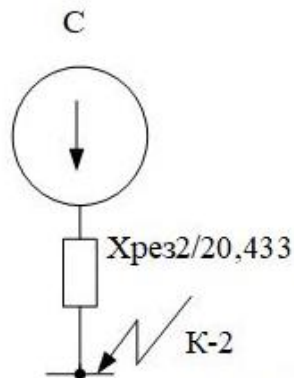


Рисунок 3.4 - Кінцева електрична схема заміщення



Знаходимо величину базисного струму в точці короткого замикання  $K-1$ :

$$I_{\sigma} = \frac{S_B}{\sqrt{3} \cdot U_{\sigma}}, \text{ кА} \quad (3.12)$$

$$I_{\sigma} = 1000 / \sqrt{3} \cdot 35 = 16,5 \text{ кА};$$

Визначаємо величину періодичної складової повного струму КЗ

$$I_{no} = \frac{U}{X_{рез}} \cdot I_{\sigma}; \text{ кА} \quad (3.13)$$

$$I_{п.о} = 1 \cdot 16,5 / 8,533 = 1,93 \text{ кА.}$$

Визначаємо величину ударного струму навантаження короткого замикання.

$$i_y = \sqrt{2} \times I_{no} \times K_y; \text{ кА} \quad (3.14)$$

$$K_y = 1,6 \text{ по табл. 3.8 [6].}$$

$$I_y = \sqrt{2} \cdot 1,93 \cdot 1,6 = 4,37 \text{ кА.}$$

Визначаємо величину періодичної та аперіодичної складової повного струму короткого замикання.

За розрахунковий час приймаємо:

$$\eta = t_{р.3} + t_{b.b}; \text{ с} \quad (3.15)$$

де  $t_{р.3} = 0,01 \text{ с}$  – тривалість дії вимикача;

$t_{b.b} = 0,05 \text{ с}$  для точки К-3;

$$\eta = 0,01 + 0,05 = 0,06 \text{ с};$$

Періодична складова:

$$I_{пт} = I_{п.о} = \text{const} = 1,93 \text{ кА}$$

Аперіодична складова:

$$i_{a.т.} = \sqrt{2} I_{no} \times e^{-t/\tau_a}; \text{ кА} \quad (3.16)$$

де  $\tau_a = 0,02$  по табл. 3.8 [6];

$$I_{ат.} = \sqrt{2} \cdot 1,93 e^{-0,08/0,02} = 0,0059 \text{ кА};$$

Визначаємо величину теплового імпульсу у точці К1:

$$W_k = I_{п.о}^2 (I \text{ відк} + \tau_a); \text{ кАс}^2 \quad (3.17)$$

$$W_{к1} = 1,93^2 (0,06 + 0,02) = 0,3 \text{ кАс}^2;$$

Результати розрахунків струмів короткого замикання заносимо у табл. 3.1.

					КРБ 19–056.00.00.000 ПЗ	Лист
						48
Зм.	Лист	№ докум.	Підпис	Дата		

### 3.1.5 Розрахунок струмів КЗ у точці К-2

Для проведення розрахунків струму КЗ у точці К-2 використовуємо попередні перетворення.

Кінцева електрична схема заміщення зображена на рис. 3.4.

$$X_{рез2} = X_{рез1} + X_9 \quad (3.18)$$

$$X_{рез2} = 8,533 + 11,9 = 20,433;$$

Визначаємо величину базисного струму у точці К-2 по виразу (3.12):

$$I_{бк} = 1000/\sqrt{3} \cdot 6,3 = 91,75 \text{ кА}$$

Визначаємо величину періодичної складової повного струму короткого замикання в момент часу  $t = 0$ :

$$I_{п.0} = 1 \cdot 91,75 / 20,433 = 4,49 \text{ кА.}$$

Знаходимо величину ударного струму короткого замикання згідно виразу (3.14):

$K_y = 1,6$  по табл. 3.8 [6];

$$I_y = \sqrt{2} \cdot 4,49 \cdot 1,6 = 10,2 \text{ кА;}$$

Визначаємо величину періодичної та аперіодичної складової повного струму короткого замикання.

За розрахунковий час приймаємо:

$$H = 0,01 + 0,85 = 0,095 \text{ с;}$$

Періодична складова:

$$I_{пт} = I_{п.0} = \text{const} = 4,67 \text{ кА;}$$

Аперіодична складова (вираз (3.16))

де  $T_a = 0,05$  по табл 3.8 [6];

$$I_{ат} = \sqrt{2} \cdot 4,49 e^{-0,08 / 0,02} = 0,0095 \text{ кА;}$$

Визначаємо величину теплового імпульсу у точці К2 з виразу (10.17)

$$W_{к2} = 4,49^2 (0,095 + 0,05) = 2,92 \text{ кАс}^2.$$

					КРБ 19–056.00.00.000 ПЗ	Лист
						49
Зм.	Лист	№ докум.	Підпис	Дата		

### 3.1.6 Розрахунок струмів КЗ у точці К-3

Для проведення розрахунків струму КЗ у точці К-3 використовуємо попередні перетворення.

Кінцева електрична схема заміщення зображена на рис. 3.5.

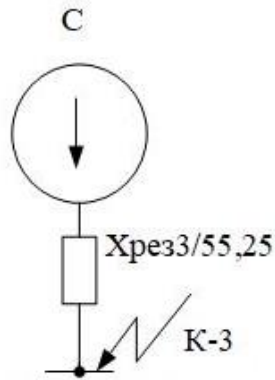


Рисунок 3.5 - Кінцева електрична схема заміщення

$$X_{рез3} = X_{рез2} + X_{I0} + X_{I1} \quad (3.19)$$

$$X_{рез2} = 20,433 + 0,44 + 34,375 = 55,25.$$

Знаходимо величину базисного струму в точці короткого замикання  $K - 3$  по виразу (3.12):

$$I_{бк} = 1000/\sqrt{3} \cdot 0,4 = 1445 \text{ кА}.$$

Визначаємо величину періодичної складової повного струму короткого замикання в момент часу  $t = 0$ :

$$I_{н.о} = 1 \cdot 1445 / 55,25 = 26,15 \text{ кА}.$$

Знаходимо величину ударного струму короткого замикання:

$$K_y = 1,369 \text{ по табл. 3.8 [6];}$$

$$I_y = \ddot{O} \cdot 26,15 \cdot 1,369 = 50,84 \text{ кА}.$$

Знаходимо величину періодичної та аперіодичної складових повного струму короткого замикання:

За розрахунковий час приймаємо:

$$t_{пз} = 0,01 \text{ с;}$$

$$t_{вв} = 0,12 \text{ с;}$$

					КРБ 19–056.00.00.000 ПЗ	Лист
						50
Зм.	Лист	№ докум.	Підпис	Дата		

$$\eta = 0,01 + 0,12 = 0,13 \text{ с.}$$

Періодична складова:

$$I_{\text{пт}} = I_{\text{п.0}} = \text{const} = 26,15 \text{ кА};$$

Аперіодична складова (вираз 3.16):

де  $T_a = 0,01$  по табл. 3.8 [6]:

$$I_{\text{ат}} = \sqrt{2} \cdot 26,15 e^{-0,08 / 0,02} = 0,048 \text{ кА.}$$

Визначаємо величину теплового імпульсу у точці КЗ з виразу 3.17:

$$B_{\text{кз}} = 26,15^2 (0,01 + 0,19) = 95,7 \text{ кАс}^2.$$

Результати обчислень струмів КЗ в точках К-1, К-2, К-3 зводимо у табл. 3.1.

Таблиця 3.1 - Результати обчислень струмів КЗ в точках К-1, К-2, К-3

Точка КЗ	$U_{\phi},$ кВ	$I_{\phi},$ кВ	$X_{\text{рез}}$	$I_{\text{н.о.}}$ кА	$I_{\text{у.}}$ кА	$I_{\text{н.т.}}$ кА	$I_{\text{о.т.}}$ кА	$B_{\text{к.}}$ кА <sup>2</sup> с
К-1	1.0	16.5	8.533	1.93	4.37	0.0059	1.93	0.3
К-2	1.0	91.75	20.433	4.49	10.2	0.0095	4.49	2.92
К-3	1.0	1445	55.25	26.15	50.84	0.048	26.15	95.7

## 3.2 Вибір та перевірка електричних апаратів

### 3.2.1 Вибір та перевірка електричних апаратів в колі силового трансформатора головної понижаючої підстанції на стороні високої напруги

В колі силового трансформатора головної понижаючої підстанції на стороні високої напруги необхідно вибрати вимикач та роз'єднувач.

Визначаємо струм, який буде протікати у нормальному режимі у колі лінія-трансформатор.

$$I_{\text{норм}} = \frac{0,65 \cdot S_{\text{ном}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}}}, \text{ А} \quad (3.20)$$

$$I_{\text{норм}} = \frac{0,65 \cdot 6300}{\sqrt{3} \cdot 37,5} = 63,12 \text{ А.}$$

Струм, який буде протікати у післяаварійному режимі роботи трансформатора:

$$I_{\text{макс}} = 2 \cdot I_{\text{ном}}; \text{ А} \quad (3.21)$$

$$I_{\text{макс}} = 2 \cdot 63,12 = 126,24 \text{ А.}$$

З табл. 5.2 [4] вибираємо масляний вимикач, а з табл. 5.5 [4] - роз'єднувач.

Дані вибору заносимо у табл. 3.2.

Таблиця 3.2 - Дані вибору

Умови вибору	Розрахункові дані	Каталожні дані	
		Вимикач С-35М-630-10У1	Роз'єднувач РНДЗ 1-35/1000У1
$U_{\text{уст}} \leq U_{\text{ном}}$	$U_{\text{уст}}=35 \text{ кВ}$	$U_{\text{ном}}=35 \text{ кВ}$	$U_{\text{ном}}=35 \text{ кВ}$
$I_{\text{макс}} \leq I_{\text{ном}}$	$I_{\text{макс}}=126,24 \text{ А}$	$I_{\text{ном}}=630 \text{ А}$	$I_{\text{ном}}=1000 \text{ А}$
$I_{\text{пт}} \leq I_{\text{відкл.ном}}$	$I_{\text{пт}}=1,93 \text{ кА}$	$I_{\text{відкл.ном}}=10 \text{ кА}$	
$i_{\text{ат}} \leq i_{\text{а}}$	$i_{\text{ат}}=0,0059 \text{ кА}$	$i_{\text{а}}=3,55 \text{ кА}$	$I_{\text{дин}}=63 \text{ кА}$
$I_{\text{п.о}} \leq I_{\text{дин}}$	$I_{\text{п.о}}=1,93 \text{ кА}$	$I_{\text{дин}}=10 \text{ кА}$	
$i_{\text{у}} \leq i_{\text{дин}}$	$i_{\text{у}}=4,37 \text{ кА}$	$i_{\text{дин}}=26 \text{ кА}$	
$B_{\text{к}} \leq I_{\text{тер}}^2 t_{\text{тер}}$	$B_{\text{к}}=0,3 \text{ кА}^2\text{с}$	$I_{\text{тер}}^2 t_{\text{тер}}=300 \text{ кА}^2\text{с}$	$I_{\text{тер}}^2 t_{\text{тер}}=2500 \text{ кА}^2\text{с}$

### 3.2.2 Вибір та перевірка електричних апаратів на стороні низької напруги головної понижаючої підстанції

Вибір та перевірку вимикача та роз'єднувача в колі трансформатора головної понижаючої підстанції на стороні низької напруги проводимо згідно пункту 3.2.

$$I_{\text{норм}} = \frac{0,65 \cdot 6300}{\sqrt{3} \cdot 6,3} = 375,7 \text{ А;}$$

$$I_{\text{макс}} = 2 \cdot 375,7 = 751,4 \text{ А.}$$

					КРБ 19–056.00.00.000 ПЗ	Лист
Зм.	Лист	№ докум.	Підпис	Дата		52

Розрахункові та каталожні дані вибраних апаратів зводимо у табл. 3.3.

Таблиця 3.3 – Розрахункові та каталожні дані вибраних апаратів

Умови вибору	Розрахункові дані	Каталожні дані	
		Вимикач ВМПЄ-10-1000 УЗ	Роз'єднувач РВЗ 10/1000 УЗ
$U_{уст} \leq U_{ном}$	$U_{уст}=10.5$ кВ	$U_{ном}=10$ кВ	$U_{ном}=10$ кВ
$I_{макс} \leq I_{ном}$	$I_{макс}=450.8$ А	$I_{ном}=1000$ А	$I_{ном}=1000$ А
$I_{пт} \leq I_{відкл.ном}$	$I_{пт}=3.11$ А	$I_{відкл.ном}=20$ кА	-
$i_{ат} \leq i_a$	$i_{ат}=0.0066$ кА	$i_a=20.0$ кА	-
$I_{п.о} \leq I_{дин}$	$I_{п.о}=3.11$ кА	$I_{дин}=52.0$ кА	-
$i_y \leq i_{дин}$	$i_y=7.07$ кА	$i_{дин}=52.0$ кА	$I_{дин}=81$ кА
$B_k \leq I_{тер}^2 t_{тер}$	$B_k=1.4$ кА <sup>2</sup> с	$I_{тер}^2 t_{тер}=14.77$ кА <sup>2</sup> с	$I_{тер}^2 t_{тер}=3844$ кА <sup>2</sup> с

Вибір трансформаторів струму

Трансформатори струму вибираються по:

- напрузі установки;
- струму;
- конструкції і класу точності;
- перевірки на електродинамічну стійкість;
- перевірки на електротермічну стійкість;
- вторинному навантаженню.

Вторинне навантаження трансформаторів струму приведено у табл. 3.4.

Таблиця 3.4 – Вторинне навантаження трансформаторів струму

Прилади	Тип	Навантаження фази		
		А	В	С
Амперметр	Э – 305	0,5	-	-
Лічильник активної енергії	САЗУ-Н672 м	2,5	-	2,5
Лічильник реактивної енергії	Сизу-Н673 М	2,5	-	2,5
Всього		5,5		5,0

Зм.	Лист	№ докум.	Підпис	Дата	КРБ 19–056.00.00.000 ПЗ	Лист
						53

Перевіряємо трансформатор струму по вторинному навантаженню.

Визначаємо опір приладів:

$$r_{\text{прил}} = S_{\text{прил}} / I_2^2 ; \text{ Ом} \quad (3.22)$$

$$r_{\text{прил}} = 5,5/25 = 0,22 \text{ Ом.}$$

Визначаємо допустимий опір проводів для приєднання приладів:

$$r_{\text{пров}} = Z_{2\text{ном}} - r_{\text{прил гк}}; \text{ Ом} \quad (3.23)$$

$r_{\text{к}}=0,1$  - опір контактів при двох і більше приладів, Ом;

$$r_{\text{пров}} = 0,4 - 0,22 - 0,1 = 0,08 \text{ Ом.}$$

Визначаємо переріз з'єднувальних проводів:

$$q = \frac{\rho \cdot l}{r_{\text{пр}}}, \text{ мм}^2 \quad (3.24)$$

$l$ - (4-6)- с. 375 [6].

$\rho=0,0283$  - питомий опір для алюмінію, Ом\*мм<sup>2</sup>/м;

$$q = \frac{6 \cdot 0,283}{0,08} = 2,52 \text{ мм}^2$$

Приймаємо контрольний кабель марки АКВВГ з поперечним перерізом жил 4 мм<sup>2</sup>.

$$Z_{\text{пр}}=0,02836/4=0,042 \text{ Ом};$$

$$Z_{\text{п}}=0,042+0,22-0,1=0,162 \text{ Ом};$$

$$Z_{\text{п}}=0,162 < Z_{\text{пдоп}}=0,4 \text{ Ом.}$$

Згідно табл. 5.9 [4] вибираємо вимірювальний ТС типу *ТВЛМ – 6*.

Розрахункові та каталожні дані зводимо у табл. 3.5.

Таблиця 3.5 – Розрахункові та каталожні дані

Розрахункові дані	Каталожні дані ТВЛМ-6 УЗ
$U_{\text{уст}} = 6 \text{ кВ}$	$U_{\text{ном}} = 6 \text{ кВ}$
$I_{\text{макс}} = 751.4 \text{ А}$	$I_{\text{ном}} = 800 \text{ А}$
$I_{\text{у}} = 10.2 \text{ кА}$	Не перевіряється
$B_{\text{к}} = 2.92 \text{ кА}^2\text{с}$	$I_{\text{тер}}^2 \cdot t_{\text{тер}} = 2916 \text{ кА}^2\text{с}$
$Z_{2\Sigma} = 0.162 \text{ Ом}$	$Z_{2\text{ном}} = 0.4 \text{ Ом}$

Вибір трансформаторів напруги.

Умови вибору:

- по напрузі установки;
- по конструкції та схемі з'єднання обмоток;
- по складу точності;
- по вторинному навантаженню.

На кожній секції шин встановлюється по одному трансформатору напруги.

Прилади, які підключаються до трансформатора напруги вибираємо з табл. 4.11 [6.]

Проводимо розрахунок навантаження для трансформатора напруги в табл. 3.6.

Таблиця 3.6 – Розрахунок навантаження для трансформатора напруги

Прилад		Тип	S, ВА	К-ть обмоток	К-ть прилад	cosφ	Загальне споживання	
							P, Вт	Q, Вар
Вольтметр (збірні шини)		Э-305	2	1	1	2	-	
Ввід 6 кВ від трансфор- матора	Лічильник активної енергії	И- 674	2 Вт	2	1	0.38	4	9.64
	Лічильник реактивної енергії	И- 673	2 Вт	2	1	0.38	4	9.64
Лінії 10 кВ Лінії 6 кВ	Лічильник активної енергії	И- 674	3 Вт	2	4	0.38	24	58.05
	Лічильник реактивної енергії	И- 673	3 Вт	2	4	0.38	24	58.05
Всього:							58	135,38



Знаходимо величину вторинного навантаження вимірювального ТН.

$$S_{2\Sigma} = \sqrt{P^2_{\text{прил}} + Q^2_{\text{прил}}}; \text{ ВА} \quad (3.25)$$

$$S_{2\Sigma} = \sqrt{58^2 + 135,38^2} = 147,28 \text{ ВА.}$$

Згідно табл. 5.13 [4] вибираємо вимірювальний ТН НОМ-6-77У4  $U_{\text{НОМ}} = 6$  кВ;  $U_{2\text{НОМ}} = 100$  В.

$S_{2\text{НОМ}} = 75$  ВА в класі точності 0,5.

Три трансформатори напруги з'єднаних у зірку мають потужність  $3 \times 50 = 150$  ВА, що більше  $S_{2\Sigma} = 147,28$  ВА.

Для приєднання ТН з приладами приймаємо контрольний кабель АКРВГ з поперечним перерізом  $4 \text{ мм}^2$ .

### 3.2.3 Вибір та перевірка електричних апаратів на стороні 0,4 кВ найбільш віддаленої ЦТП

У колі силового трансформатора на стороні 0,4 кВ необхідно вибрати автоматичний вимикач та рубильник.

Умови вибору автоматичних вимикачів:

- по напрузі установки;
- по тривалому струму;
- по відключаючій здатності;
- по конструктивному виконанню;
- по постійній часу затухання.

Умови вибору автоматичних рубильників:

- по напрузі установки;
- по струмові навантаження;
- по електродинамічній стійкості;
- по конструктивному виконанню;
- по термічній стійкості.

Визначаємо величину струму нормального режиму роботи:

					КРБ 19–056.00.00.000 ПЗ	Лист
						56
Зм.	Лист	№ докум.	Підпис	Дата		

$$I_{\text{норм}} = 0,65 \frac{1600}{\sqrt{3} \cdot 0,4} = 1502,9 \text{ А.}$$

Визначаємо величину струму у післяаврійному режимі роботи:

$$I_{\text{макс}} = 2 \cdot 1502,9 = 3005,8 \text{ А.}$$

На основі розрахунків по табл. 6.12 [4] вибираємо автоматичний вимикач типу Є016В, а по табл. 6.2. [4] вибираємо рубильник, роз'єднувач.

Розрахункові та каталожні дані зводимо у табл. 3.7.

Таблиця 3.7 – Розрахункові та каталожні дані

Розрахункові дані	Каталожні дані	
	Вимикач Э016В	Рубильник Р2325
$U_{\text{уст}}=0.4 \text{ кВ}$ $I_{\text{норм}} = 1502.9 \text{ А}$ $I_{\text{макс}} = 3005.8 \text{ А}$ $I_{\text{п.о}}= 26.15 \text{ к А}$ $i_y = 50.84 \text{ к А}$ $B_k= 95.7 \text{ кА}^2\text{с}$	$U_{\text{ном}}=0.4 \text{ кВ}$ $I_{\text{ном}} = 1600 \text{ А}$ $I_{\text{відкл.ном}} = 4500 \text{ А}$	$I_{\text{ном}} = 1600 \text{ А}$ $i_{\text{пр.ск}} = 50 \text{ кА}$ $B_k=1000 \text{ кА}^2\text{с}$

### 3.3 Описання конструктивного виконання системи електропостачання

Проектування системи електропостачання заданого підприємства виконане згідно вимог ПУЕ, норм технологічного проектування підстанцій, вказівок по компенсації реактивної потужності та інших нормативних документів.

Спроектована мережа електропостачання включає в себе зовнішнє електропостачання, головну понижуючу підстанцію, внутрішньозаводські мережі, цехові трансформаторні підстанції, розподільний пристрій для живлення двигунів 6 кВ. Зовнішня система електропостачання – це районна понижуюча підстанція

№1 - джерело живлення, двоколова повітряна лінія 35 кВ на залізобетонних опорах з проводами АС -95/16 довжиною 18 км.

Головна понижуюча підстанція – двотрансформаторні з установкою трансформаторів ТМН-6300/35.

Розподільний пристрій високої напруги (35 кВ) спроектований відкритого типу по схемі «Два блока ліній трансформатор з масляними вимикачами та неавтоматичною перемичкою з боку лінії».

Розподільний пристрій низької напруги (6 кВ) передбачено виконати із комірок комплектного розподільного пристрою зовнішньої установки, виконаного по схемі «Одна секційована система збірних шин». Внутрішньозаводські розподільні пристрої являють собою силові кабельні лінії прокладені у траншеях. Розподільна мережа виконана по радіальній схемі.

Цехові трансформаторні підстанції спроектовано двотрансформаторними, внутрішньої установки, змонтовані на території цеху в місцях максимального наближення до центрів електричних навантажень з трансформаторами типу ТМ.

Компенсацію реактивної потужності спроектовано виконувати при допомозі комплектних конденсаторних установок номінальною напругою 0,4 кВ, приєднаних до окремих секцій збірних шин цехових трансформаторних підстанцій.

### **3.4 Розрахунок релейного захисту**

Згідно вимог ПУЕ на трансформаторах встановлюються наступні види захисту:

1. поздовжній диференційний струмовий захист від міжфазних КЗ;
2. захист від замикань на землю;
3. захист від замикань однієї фази – газовий захист;
4. захист від зовнішніх КЗ;
5. захист від симетричних перевантажень.

					КРБ 19–056.00.00.000 ПЗ	Лист
Зм.	Лист	№ докум.	Підпис	Дата		58

Розрахунок поздовжнього диференційного захисту.

Для розрахунку перевіряємо можливість використання реле серії РНТ-560.

Визначаємо первинні номінальні струми на сторонах трансформатора, який потрібно захистити:

$$I_{ном} = S_{ном.тр} \cdot \frac{10^{-3}}{\sqrt{3} \cdot U_{вн}}; \text{ А} \quad (3.26)$$

$$I_{1\ 35кВ} = 6300/\sqrt{3} \cdot 36,6 = 99,49 \text{ А};$$

$$I_{1\ 6кВ} = 6300/\sqrt{3} \cdot 6,6 = 364,16 \text{ А}.$$

Визначення коефіцієнта трансформації трансформатора струму.

Для підвищення надійності захисту та зменшення похибки трансформаторів струму приймаємо завищені коефіцієнти трансформації.

$$K_{35} = 100/5 \quad K_6 = 300/5$$

$$I_{ном\ в} = \frac{I_{ном} \cdot K_{сх}}{K_1} \quad (3.27)$$

$$I_{1\ 35кВ} = \frac{\sqrt{3} \cdot 99,49}{100/5} = 8,6;$$

$$I_{110кВ} = \frac{\sqrt{3} \cdot 364,16}{300/5} = 10,5.$$

Для визначення струму спрацювання диф. захисту знаходимо струм небалансу при зовнішньому КЗ в максимальному режимі системи і при мінімальних  $X_{тр}$ .

При межах регулювання  $+10 \times 1,5\%$  до  $8 \times 1,5\%$ , визначаємо опір трансформатора приведенного до сторони ВН.

$$U_{к.мін} = 8,7\% \quad U_{к.макс} = 12,36\%.$$

Визначаємо коефіцієнт впливу РПА на величину опорів трансформатора:

$$\alpha = I \pm n \Delta U_{рег} \% / 100; \quad (3.28)$$

$$\alpha_{мін} = 0,85 \quad \alpha_{макс} = 1,15$$

$$X_{т.макс} = U_{к.макс} \cdot U_{вн}^2 \cdot \alpha_{макс}^2 / 100 \cdot S_{номт}; \text{ Ом} \quad (3.29)$$

$$X_{т.мін} = U_{к.мін} \cdot U_{вн}^2 \cdot \alpha_{мін}^2 / 100 \cdot S_{номт}; \text{ Ом} \quad (3.30)$$

$$X_{т.макс} = 12,36 \cdot 35^2 \cdot 1,15^2 / 100 \cdot 6,3 = 201,8 \text{ Ом}.$$

					КРБ 19–056.00.00.000 ПЗ	Лист
						59
Зм.	Лист	№ докум.	Підпис	Дата		

$$X_{T.мін} = 8,7 \cdot 35^2 \cdot 0,88^2 / 100 \cdot 6,3 = 83,1 \text{ Ом};$$

Визначаємо опір енергосистеми:

$$X_{с.макс} = U_{ср}^2 \cdot_{вн} / S_{с.макс}; \text{ Ом} \quad (3.31)$$

$$X_{с.мін} = U_{ср}^2 \cdot_{нн} / S_{с.мін}; \text{ Ом} \quad (3.32)$$

$$X_{с.макс} = 37^2 / 14600 = 0,094 \text{ Ом};$$

$$X_{с.мін} = 37^2 / 0,9 \cdot 14600 = 0,104 \text{ Ом}.$$

Розрахунок струму КЗ на стороні НН:

$$I_{T.}^{(3)}_{ав.макс} = U_{нн.макс} \cdot K_{мін.рег} / \sqrt{3} (X_{с.макс} + X_{л} + X_{T.мін}); \text{ А} \quad (3.33)$$

$$I_{T(3).ав.макс.} = \frac{10 \cdot 10^3 \cdot 35 / 6,3 \cdot 0,88}{\sqrt{3} \cdot (0,94 + 8,2024)} = 3367,6 \text{ А}$$

$$I_{T(3).мін.рег} = S_{ном.т} \cdot 10^3 / \sqrt{3} \cdot U_{вн} \cdot \alpha_{мін}; \text{ А} \quad (3.34)$$

$$I_{T(3).мін.рег} = 6300 \cdot \sqrt{3} \cdot 35 \cdot 0,88 = 297,9 \text{ А}$$

$$I_{T.макс} = I_{T3.ав.макс} + 0,6 \cdot I_{T.мін.рег}; \text{ А} \quad (3.35)$$

$$I_{T.макс} = 3367,6 + 0,6 \cdot 118,23 = 3485,84 \text{ А};$$

$$I_{T(3).мін} = U_{нн} \cdot 10^3 \cdot (U_{вн} / U_{нн}) \cdot \alpha_{макс} / \sqrt{3} \cdot (X_{с.мін} + X_{л} + X_{T.макс}); \text{ А} \quad (3.36)$$

$$I_{T(3).мін} = 10 \cdot 10^3 \cdot (37 / 6,3) \cdot 1,15 / \sqrt{3} (0,104 + 80,09) = 458,4 \text{ А}.$$

Первинний струм спрацювання диференційного захисту встановлюємо за двома умовами:

1) за умовою відстройки від кидку струму намагнічування.

$$I_{с.з}^{(3)} \geq K_n \cdot I_{т.мін.рег}; \text{ А} \quad (3.37)$$

де  $K_n = 1,3$ ;

$$I_{с.з}^{(3)} \geq 1,3 \cdot 118,23 = 153,7 \text{ А}.$$

2) за умовою відстройки по максимального струму небалансу

$$I_{с.з} \geq I_{нб\ роз} \cdot K_n, \text{ А} \quad (3.38)$$

Розрахунковий струм небалансу при зовнішньому КЗ без урахування  $I_{нб}$ :

$$I_{нб} = K_n (K_{анер} \cdot K_{одн} E + \Delta U_{рег}) I_{к}^{(3)}.макс; \text{ А} \quad (3.39)$$

$$I_{нб} = (1 \times 1 \times 0,1 + 0,12) \times 3485,84 = 766,9 \text{ А};$$

$$I_{с.з} = 1,3 \cdot 766,9 = 996,95 \text{ А};$$

					КРБ 19–056.00.00.000 ПЗ	Лист
						60
Зм.	Лист	№ докум.	Підпис	Дата		

Попередньо приймаємо  $I_{c.3} = 650$  А.

Визначення струму спрацювання реле на основній стороні:

$$I_{ср.вн} = \frac{I_{с.з.} \cdot K_{сх}}{n_{т.вн}} \quad (3.40)$$

$$I_{ср.вн} = \frac{1000 \cdot \sqrt{3}}{100/5} = 86,5 \text{ А.}$$

Визначаємо коефіцієнт чутливості з реле РНТ:

$$K_{у.мін} = \frac{1,5I_{к^{(3)мін}}}{I_{вн} \cdot I_{ср.вн}} \geq 2 \quad (3.41)$$

$$K_{у.мін} = \frac{1,5 \cdot 10 \cdot 290,12}{120 \cdot 86,5} = 3,9 > 2.$$

так як захист має достатню чутливість, то краще використовуватись у виконанні з реле РНТ-565.

					КРБ 19–056.00.00.000 ПЗ	Лист
Зм.	Лист	№ докум.	Підпис	Дата		61

## 4 БЕЗПЕКА ЖИТТЄДІЯЛЬНОСТІ ТА ОСНОВИ ОХОРОНИ ПРАЦІ

### 4.1 Техніка безпеки при виконанні робіт на ПЛ під наведеною напругою

До робіт на струмопровідних частинах електроустановок під наведеною напругою слід допускати працівників, які пройшли спеціальне навчання методам безпечного виконання таких робіт, з перевіркою знань, записом у посвідченні про надання права на їхнє проведення.

Члени бригади (за винятком водіїв машин та механізмів) повинні мати III групу з електробезпеки.

Працівники, які обслуговують електроустановки і ПЛ, повинні знати перелік ПЛ та лінійного обладнання електростанцій і підстанцій, що перебувають під наведеною напругою після їхнього вимкнення.

Із ПЛ, що перебувають під наведеною напругою, слід визначити вимірюванням або розрахунками лінії, уразі вимкнення і заземлення яких по кінцях (в РП) і на місці виконання робіт на заземлювачі залишається потенціал напруги понад 42 В при найбільшому робочому струмі діючих ПЛ. В подальшому вимірювання або розрахунки слід виконувати, змінюючи режим, схеми мережі.

У разі виконання робіт в зоні слабкої дії наведеної напруги лінію необхідно заземлити в РП електростанцій і підстанцій.

Роботи в зоні сильної дії наведеної напруги слід виконувати без заземлення ПЛ у РП електростанцій і підстанцій.

Виняток становлять роботи, які виконуються:

- на ділянці сумісного проходження повітряних ліній поблизу електростанцій (підстанцій), але не далі ніж за 2 км від них – у цьому разі ПЛ

					КРБ 19–056.00.00.000 ПЗ			
Змн.	Лист	№ докум.	Підпис	Дата				
Розроб.		Товт І.В.			<b>4 БЕЗПЕКА ЖИТТЄДІЯЛЬНОСТІ ТА ОСНОВИ ОХОРОНИ ПРАЦІ</b>	Літ.	Арк.	Акрушів
Керівник		Мовчан Л.Т.					62	5
Консульт.		Гурик О.Я.				ТНТУ, ФПТ, ЕТЗс-42		
Н. Контр.		Вакуленко О. О.						
Затверд.		Тарасенко М.Г.						

необхідно заземлити в кінцевих РП;

- на ділянці одиночного проходження, що примикає до РП електростанцій (підстанцій),- в цьому разі лінію необхідно заземлити в РП, яке примикає до ділянки робіт.

У разі виконання робіт на ПЛ в зоні сильної дії наведеної напруги, коли ця лінія не заземлена в РП електростанцій і підстанцій, необхідно вжити додаткових заходів щодо запобігання помилковому або самочинному ввімкненню комутаційних апаратів.

Струмові дні частини електроустаткування, що перебувають під наведеною напругою, необхідно заземлити на кожному робочому місці з приєднанням заземлювальних провідників до контуру заземлення опори або до заземлювального пристрою електростанції чи підстанції. Допускається використовувати груповий заземлювач.

Використання одиночного стрижневого заземлювача допускається тільки у разі виконання робіт в зоні слабкої дії наведеної напруги.

З моменту заземлення проводу заземлювач, заземлювальні провідники, монтажні канати, машини та механізми слід вважати такими, що перебувають під напругою, і забороняється доторкатись до них із землі без застосування електрозахисних засобів (діелектричних рукавичок, взуття), а також заходити до кабіни механізму і виходити з неї.

В зоні сильної дії наведеної напруги роботи, що виконуються без заземлення ПЛ в РП електростанцій і підстанцій, слід проводити з встановленням базового заземлення на ділянці виконання робіт. У разі виконання робіт на ділянці сумісного проходження ПЛ базове заземлення слід встановлювати не далі 1 км від робочого місця, а на ділянці одиночного проходження його можна розташувати довільно в межах цієї ділянки.

Не допускається встановлювати базове заземлення на опорі, на якій виконуються роботи.

Встановлення та знімання базового заземлення виконується із заземлюванням проводів всіх фаз на контур заземлення опори, а у разі

					КРБ 19–056.00.00.000 ПЗ	Лист
Зм.	Лист	№ докум.	Підпис	Дата		63



відсутності такого контуру – на груповий заземлювач. Залежно від місцевих умов допускається встановлювати та знімати базове заземлення без заземлення ПЛ в РП електростанцій (підстанцій) із записом в оперативному журналі або з тимчасовим заземленням ПЛ в цих РП. Встановлення та знімання базового заземлення повинен виконувати керівник робіт з двома членами бригади з групами IV і III.

В рядку «Окремі вказівки» наряду необхідно вказати розрахункові рівні наведеної напруги до встановлення базового заземлення та після робочого місяця.

Базове заземлення слід встановлювати перед початком підготовчих робіт і знімати після повного закінчення робіт та знімання робочих заземлень.

В зоні сильної дії наведеної напруги при сумісному проходженні ПЛ роботи слід виконувати на одній або двох суміжних опорах та в прольоті між ними. У разі сумісного проходження ПЛ в зоні сильної дії наведеної напруги допускається одночасне проведення робіт кількома бригадами, якщо довжина ділянки робіт не перевищує 2 км. У разі необхідності перевищення зазначеної довжини ділянки робіт ПЛ слід поділити на електрично не зв'язані ділянки зі встановленими на кожній з них базового заземлення.

У разі виконання таких робіт на ділянці одиночного проходження лінії, а також всіх видів робіт в зоні слабкої дії наведеної напруги довжина ділянки, на якій проводяться роботи, не обмежується.

Суміщення робіт в зоні сильної дії наведеної напруги на ділянках сумісного та одиночного проходження допускається тільки за умови розділення лінії на електрично не зв'язані ділянки.

У разі проходження ПЛ на ділянці одиночного прямування, на території різних підприємств на кожній ділянці робіт необхідно встановлювати своє базове заземлення.

Перед початком виконання робіт під наведеною напругою необхідно вирівняти потенціали проводу, монтажних канатів, машин і механізмів через заземлення їх на загальний заземлювач. У цьому разі провід слід заземлювати в

					КРБ 19–056.00.00.000 ПЗ	Лист
Зм.	Лист	№ докум.	Підпис	Дата		64

останню чергу-після монтажу, такелажної схеми на землі та її заземлення. Розбирати такелажну схему необхідно у зворотній послідовності.

Роботи, пов'язані з дотиком до проводу, опущеного на землю, слід проводити із застосуванням електрозахисних засобів або з металевої площадки, яка з'єднана з проводом для вирівнювання потенціалів.

Забороняється входити на площадку або сходити з неї, а також подавати металеві предмети стоячи на землі без діелектричного взуття.

Перед тим як розрізати провід, його необхідно заземлити з обох боків від місця розриву на контур заземлення опори або у разі виконання таких робіт в прольоті на загальний груповий заземлювач, на який необхідно заземлювати також монтажні канати, машини та механізми.

У разі наближення до заземлювача на відстань менше 3 м, для захисту від крокової напруги після заземлення проводу на місці робіт необхідно надівати діелектричне взуття.

У разі проведення монтажу та замінювання проводів під наведеною напругою всі роботи, пов'язані з дотиком до проводу, машин та механізмів, слід виконувати із заземленням їх на місці робіт та застосуванням електрозахисних засобів. Перед розкочуванням заземлювати провід безпосередньо біля барабана не вимагається.

Піднімання та опускання проводу необхідно проводити із заземленням його на кожній опорі, де здійснюється монтаж, за умови, що довжина ділянки не перевищує 2 км. Натягування та візування проводу необхідно виконувати із заземленням його на анкерній опорі, через яку проводять натягування.

Перекладання проводу із розкочувальних роликів в затискачі необхідно виконувати після заземлення його на місці робіт або на сусідній опорі.

Для проводу, який лежить у металевих роликах або у підтримуючих затискачах, достатньо заземлити їх на контур заземлення опори, а у разі наявності природного контакту між ними встановлення додаткового заземлення на місці робіт не вимагається. Суміжний анкерний прольот, в якому

					КРБ 19–056.00.00.000 ПЗ	Лист
Зм.	Лист	№ докум.	Підпис	Дата		65

перекладання проводу вже закінчено, слід вважати таким, що перебуває під напругою.

До початку роботи по з'єднанню проводів у петлях анкерних опор ПЛ 110 кВ і вище їх слід закріпляти за проводи або за натяжні ізольовані підвіски (але не ближче ніж за четвертий ізолятор від траверси), а на ПЛ 35 кВ і нижче – тільки за проводи.

Починати з'єднувати проводи у петлях анкерних опор можна тільки після повного припинення робіт в суміжних анкерних прольотах і знімання в них всіх заземлень. Лінія повинна бути заземлена в одному місці - на анкерній опорі, де проводяться роботи, із заземленням кінців з'єднувальних проводів на контур заземлення опори. Перед встановленням заземлень необхідно дотримуватись підвищеної обережності і не наближатись до заземлених проводів із-за наявності на них значного наведеного електростатичного потенціалу.

Роботи на обладнанні електростанцій і підстанцій, яке перебуває під наведеною напругою, необхідно виконувати із встановленням на спуски проводів з боку ПЛ по одному переносному заземленню або з вмикання заземлювальних ножів на обхідному роз'єднувачі, якщо на ньому не виконуються роботи. Встановлення та знімання переносних заземлень необхідно виконувати за умови, що заземлювальні ножі увімкнені у бік лінії.

У разі виконання робіт в електроустановках під наведеною напругою із застосуванням телескопічних вишок та гідропідйомників робочу площадку слід з'єднати із заземленим на місці робіт проводом – перемичкою з гнучкого мідного проводу за допомогою спеціальної штанги, а сам механізм необхідно заземлити на спільний з проводом заземлювач. Переріз перемички та заземлювального провідника повинен бути не менше 25 мм<sup>2</sup>. Механізми повинні мати інвентарні заземлювачі, на робочих площадках повинні бути позначені місця для приєднання перемичок, які слід ретельно очистити від фарби, іржі та забруднення.

					КРБ 19–056.00.00.000 ПЗ	Лист
						66
Зм.	Лист	№ докум.	Підпис	Дата		

## ЗАГАЛЬНІ ВИСНОВКИ

В роботі розроблено систему електропостачання заводу по виробництву запасних частин.

Отримано наступні результати:

1. Розрахункові навантаження ремонтно-механічного цеху становлять 275 кВА; розрахункове навантаження заводу з виробництва запасних частин становить 8775 кВА.

2. Величина реактивної потужності, одержана з мережі, становить 1565 кВАр. Величина реактивної потужності, що необхідно скомпенсувати, становить 4171 кВАр. Компенсацію запропоновано на стороні 0,4 кВ.

3. Побудована картограма електричних навантажень підрозділів та цехів.

4. Запропоновано електричні схеми системи зовнішнього електропостачання заводу з виготовлення запасних частин. Згідно проведених техніко-економічних розрахунків, кращим є I варіант – схема на 35 кВ. Вибрано 2 силових трансформатори типу ТМН-6300/35.

5. Запропоновані електричні схеми системи внутрішнього електропостачання заводу з виготовлення запасних частин. Згідно проведених техніко-економічних розрахунків, кращим є I варіант – схема на 6 кВ. Встановлено шість трансформаторів типу ТМ-1000/6, чотири - ТМ-1600/6, РП на 6 кВ.

6. Проведено розрахунок струмів короткого замикання. Здійснено вибір та перевірку електричних апаратів.

7. РП ВН 35 кВ спроектований відкритого типу по схемі «Два блока лінія трансформатор з вимикачами та неавтоматичною перемичкою з боку лінії». РП НН 6 кВ виконано за схемою «Одна секційована система збірних шин».

8. Проведено розрахунок релейного захисту.

					КРБ 19–056.00.00.000 ПЗ			
Змн.	Лист	№ докум.	Підпис	Дата				
Розроб.		Товт І.В.			<b>ЗАГАЛЬНІ ВИСНОВКИ</b>	Літ.	Арк.	Акрушів
Перевір.		Мовчан Л.Т.					67	1
Консульт.						ТНТУ, ФПТ, ЕТЗс-42		
Н. Контр.		Вакуленко О. О.						
Затверд.		Тарасенко М.Г.						

## ПЕРЕЛІК ПОСИЛАНЬ

1. Б.А.Князевський, Б.Ю.Липкин "Электроснабжение промышленных предприятий" М: "Энергия" 1986
2. Л.Л.Кановалова, Л.Д.Рожкова "Электроснабжение промышленных предприятий и установок" М: "Высшая школа" 1986
3. Б.Н.Неклепаев, И.П.Крючков "Электрическая часть станций и подстанций" справочные материалы для курсового и дипломного проектирования М: "Энергоатомиздат", 1989
4. С.С.Рокотян, И.М.Шапиро "Справочник по проектированию электроэнергетических систем" М: "Энегроатомиздат" 1985
5. Л.Д.Рожкова, В.С.Козулин "Электрооборудование станций и подстанций" М: "Энергоатомиздат" 1989
6. В.С.Алексеев и другие "Реле защиты" М: "Энегррия" 1976
7. Методичні вказівки по розрахунку ТЕП в курсовому та дипломному проектуванні. Виноградів, 1998
8. ДНАОП. Правила безпечної експлуатації електроустановок.
9. Малиновський А.А., Хохулін Б.К. Основи електроенергетики та електропостачання: Підручник. – 2-ге вид., перероб і доп. - Львів: Видавництво Національного університету "Львівська політехніка", 2009. – 436 с.

					<b>КРБ 19–056.00.00.000 ПЗ</b>					
Змн.	Лист	№ докум.	Підпис	Дата	<b>ПЕРЕЛІК ПОСИЛАНЬ</b>					
Розроб.	Товт І.В.							Літ.	Арк.	Акрушів
Перевір.	Мовчан Л.Т.								68	1
Консульт.								ТНТУ, ФПТ, ЕТзс-42		
Н. Контр.	Вакуленко О. О.									
Затверд.	Тарасенко М.Г.									

# ДОДАТКИ

Таблиця 2.3 - Результати розрахунків

№ слп	Назва підрозділу	Встановлена потужність Р <sub>н</sub>	K <sub>св</sub>	cosφ	tgφ	Розрахункове навантаження			Розрахункове освітлювальне навантаження							Сумарне розрахункове навантаження		
						Р <sub>р.с.</sub> кВт	Q <sub>р.с.</sub> кВАр	SP <sub>с.</sub>	F <sub>м<sup>2</sup></sub>	Питома Потужність P <sub>кВт/м<sup>2</sup></sub>	Коефіцієнт попиту K <sub>п</sub>	cos φ	tg φ	Р <sub>р.с.</sub> кВт	Q <sub>р.с.</sub> кВАр	Р <sub>р.</sub> кВт	Q <sub>р.</sub> кВАр	Sp
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19
1	Гараж	80	0,35	0,75	0,88	28	24,6	37,3	336	0,016	0,6	0,95	0,33	3,22	1,06	31,22	25,66	40,4
2	Заводуправління	400	0,7	0,7	1,02	280	285,6	399,96	2688	0,018	0,9	0,95	0,33	43,54	14,37	323,54	299,97	441,2
3	Прохідна	50	0,3	0,75	0,88	15	13,2	51,12	160	0,016	0,8	0,95	0,33	2,05	0,7	17,05	13,9	22
4	Термічний цех	900	0,6	0,75	0,88	540	475,2	719,3	1568	0,016	0,85	1	0	21,32	0	561,32	475,2	735,4
5	Механічний цех №1	1400	0,7	0,8	0,62	980	735	1225	2240	0,016	0,85	0,95	0,33	30,46	10,05	1010,46	745,05	1255,4
6	Заготівельний цех	700	0,67	0,87	0,75	490	499,8	699,93	2352	0,016	0,85	0,95	0,33	31,98	10,55	521,98	810,35	730
7	Ремонтно-механічний цех	506,35	0,43	0,8	1,17	217,17	163,36	274,13	1680	0,016	0,9	0,95	0,33	26,88	8,87	244,05	172,33	298,7
8	Склад матеріалів	90	0,35	0,75	1,02	31,5	27,72	41,96	2592	0,015	0,6	1	0	23,3	0	54,8	27,72	61,4
9	Котельня, електронех	950	0,6	0,8	0,75	570	427,5	712,5	1440	0,014	0,6	1	0	12,1	0	582,1	427,5	722,2
10	Цех загартування	1400	0,65	0,85	0,62	910	564,2	1070,7	1344	0,016	0,8	0,95	0,33	17,2	5,7	927,2	569,9	1088,3
11	Механічний цех №2	2200	0,7	0,8	0,75	1540	1155	1925	3696	0,016	0,85	0,95	0,33	50,26	16,6	1590,26	1171,6	1965,2
12	Насосна (0,4 кВ)	600	0,65	0,8	0,75	390	292,5	487,5	672	0,014	0,6	1	0	5,6	0	395,6	292,5	482
	СД 6 кВ 4 по 320	1280	0,6	0,85	0,62	768	476,16	903,6	-	-	-	-	-	-	-	768	476,16	903,6

Додаток Б

Рисунок 2.1 - Картограми електричних навантажень цехів, підрозділів

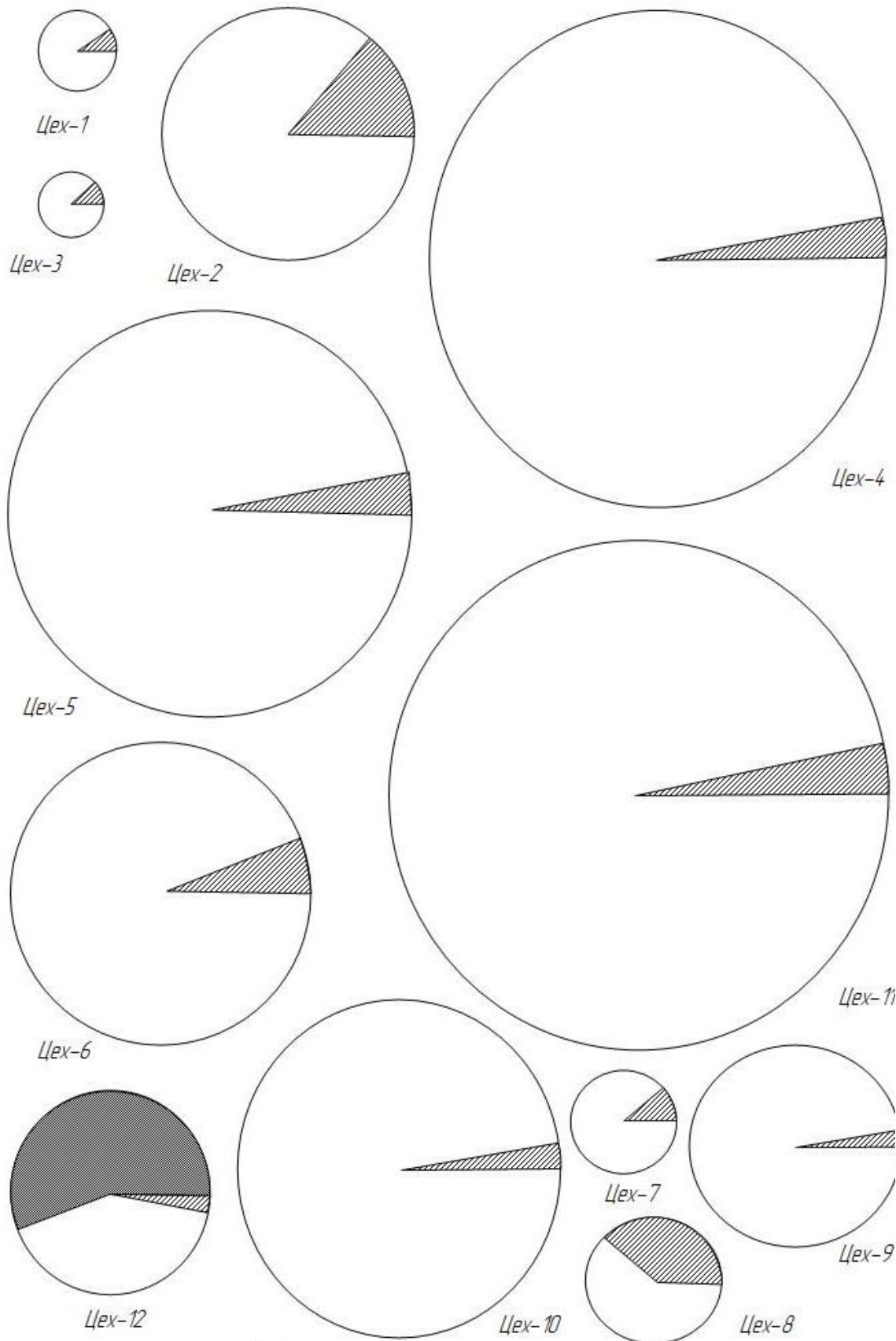
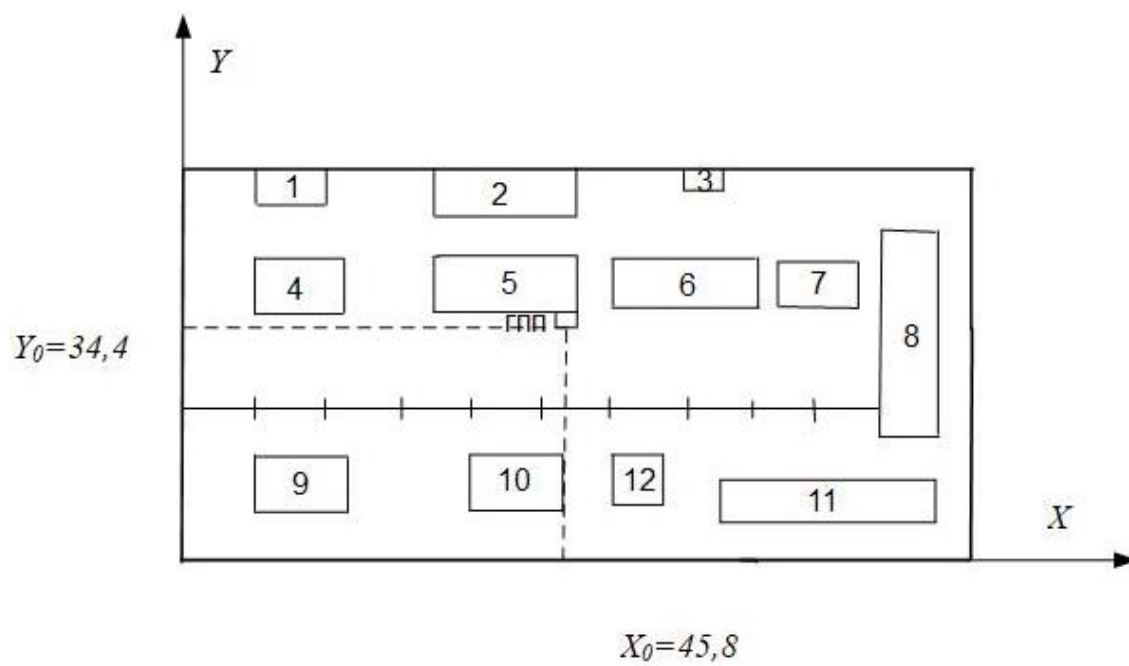


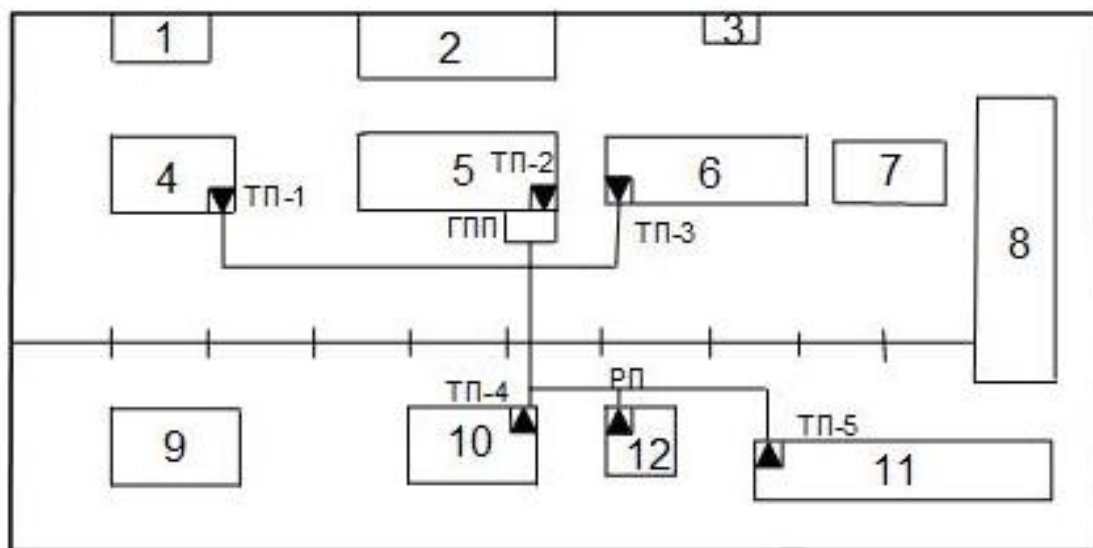


Рисунок 2.2 - Місце установки ГПП

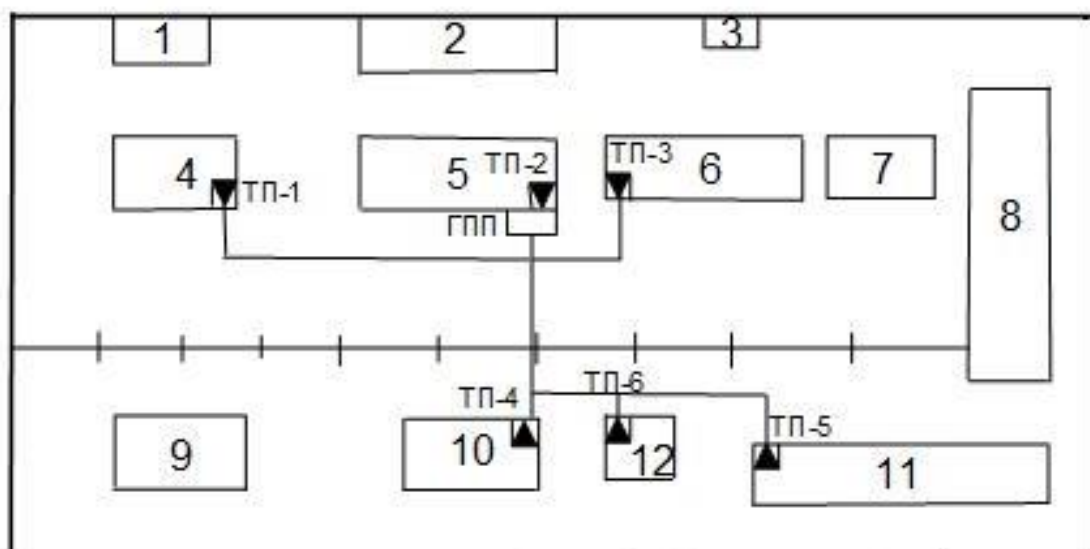


**Вибір числа цехових трансформаторних підстанцій та їх місць  
розміщення**

**Рисунок 2.3 - I варіант – 5 ЦТП, 1РП, номінальна напруга мережі 6 кВ**



**Рисунок 2.4 - II варіант - 6 ЦТП; номінальна напруга мережі 10 кВ**



## Розрахунок струмів короткого замикання

Рисунок 3.1 - Розрахункова схема електроустановки

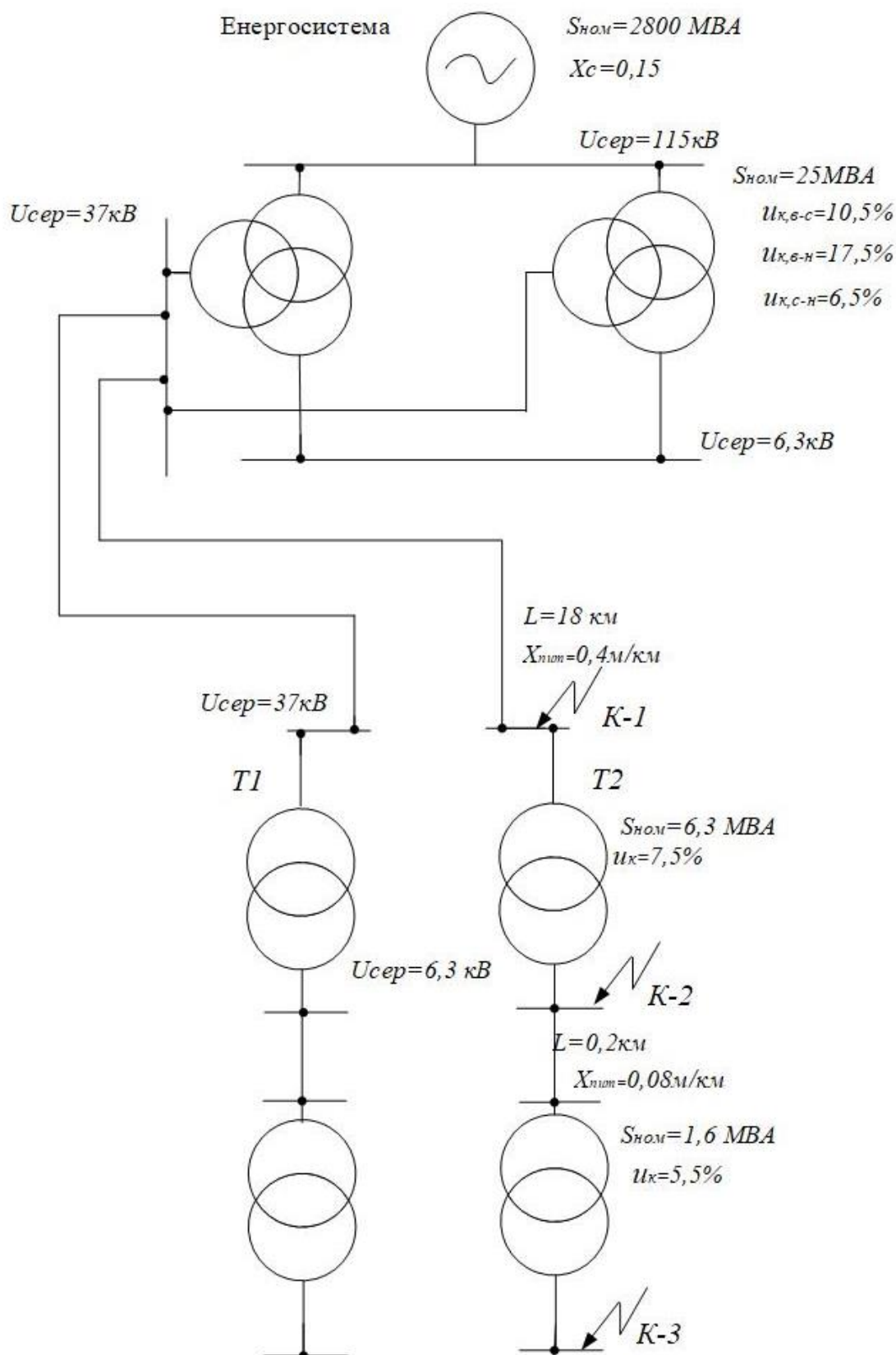


Рисунок 3.2 - Електрична схема заміщення

