

Міністерство освіти і науки України

Сумський державний університет

Центр заочної, дистанційної та вечірньої форм навчання

Кафедра електроенергетики

Робота допущена до захисту

Завідувач кафедри електроенергетики

_____ І. Л. Лебединський

«__» _____ 2020 р.

Магістерська робота

на тему:

“Проектування системи електропостачання спиртзаводу та аналіз засобів регулювання реактивної потужності”

Спеціальність 8.141 ”Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка”

Виконав студент гр. ЕТмдн-91п _____ Шерстюк Ю. А.

Керівник, доцент, к.т.н. _____ Лебединський І. Л.

Консультанти:

по економічній частині доцент, к.е.н. _____ Маценко О.М.

по питанням охорони праці _____ Лебединський І. Л.

Нормоконтроль, ст. викладач _____ Єфімов Г.П.

Сумський державний університет
Центр заочної, дистанційної та вечірньої форм навчання
Кафедра електроенергетики
Спеціальність 141 "Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка"

ЗАТВЕРДЖУЮ

Завідувач кафедри електроенергетики

_____ І. Л. Лебединський

«__» _____ 2020 р.

ЗАВДАННЯ

на магістерську роботу студента групи ЕТмдн-91п

Шерстюка Юрія Анатолійовича

1. Тема магістерської роботи: **“ Проектування системи електропостачання спиртзаводу та аналіз засобів регулювання реактивної потужності”**

затверджено наказом по університету № _____ від _____

2. Дата здачі роботи: _____ 2020 р.

3. Вихідні дані роботи:

- Нормативні документи;
- План розміщення обладнання;
- Паспортні данні обладнання.

4. Зміст пояснювальної записки:

- вступ;
- технічна частина;
- економічна частина;
- охорона праці;
- висновки;
- список використаної літератури.

5. Перелік графічного матеріалу:

- Генеральний план підприємства
- Однолінійна схема
- План котельні;

– Схема освітлення

6. Консультанти:

Розділ	Керівник	Завдання видав	Завдання прийняв
1	Лебединський І. Л.		
2	Маценко О.М.		
3	Лебединський І. Л.		

7. Дата видачі завдання:

Керівник роботи _____ Лебединський І. Л.

Завдання отримав студент _____ Шерстюк Ю. А..

КАЛЕНДАРНИЙ ПЛАН

№ п/п	Найменування етапів магістерської роботи	Термін виконання
1	Дані для проектування системи електропостачання	1.11–10.11.20
2	Аналіз способів компенсації реактивної потужності	11.11–20.11.20
3	Техніко-економічний розрахунок варіантів	20.11–24.11.20
4	Проектування системи зовнішнього електропостачання фабрики	25.11–30.11.20
5	Написання розрахунково-пояснювальної записки і захист магістерської роботи	01.12–10.12.20

Студент-дипломник _____ Шерстюк Ю. А.
(підпис)

Керівник роботи _____ Лебединський І. Л.
(підпис)

РЕФЕРАТ

с. 128, рис. 23, табл. 36, кресл.4

Бібліографічний опис: **“Проектування системи електропостачання спиртзаводу та аналіз засобів регулювання реактивної потужності”**

[Текст]: робота на здобуття кваліфікаційного ступеня магістра; спец.: 8.141 - електроенергетика, електротехніка та електромеханіка / Ю. А. Шерстюк; науковий керівник І. Л. Лебединський. - Суми: СумДУ, 2020. - 128 с.

Ключові слова: реактивна потужність, компенсація, втрати електроенергії, картограми навантажень, центр електричних навантажень, електроприймач, підстанція, коротке замикання, струм, напруга, навантаження.

реактивная мощность, компенсация, потери электроэнергии, картограммы нагрузок, центр электрических нагрузок, электроприёмник, подстанция, короткое замыкание, ток, напряжение, нагрузки.

reactive power, compensation, power losses, load cartograms, center of electrical loads, power receiver, substation, short circuit, current, voltage, loads.

Короткий огляд – виконано розрахунок електричних навантажень і освітленості приміщень, вибір кількості та потужності цехової трансформаторної підстанції, вибір перерізу провідників напругою понад до 1 кВ, Вибір автомата живильної мережі цеху, розрахунок пікових струмів, розрахунок струмів короткого замикання. Також розглянуті питання релейний захист, компенсація реактивної потужності, освітлення, техніка безпеки та розрахована собівартість електроенергії.

Проаналізовано інструкції охорони праці при монтажі систем електропостачання та освітлення; розрахований заземлюючий контур підстанції.

Перелік прийнятих скорочень

ККП – комплектне компенсаторное пристрій
БСК – батарея статичних конденсаторів
СЕП – система електропостачання
ПП – промислове підприємство
ГПП – Головна понижаюча підстанція
НН- низька напруга
ПС- підстанція
ПУЕ- Правила улаштування електроустановок
ЕП- електроприймач
ТП- трансформаторна підстанція
ЦЕН – Центр електричних навантажень
РП- розподільний пункт
КТП – Комплектна трансформаторна підстанція
КЗ- коротке замикання
КЛ – Кабельна лінія
ПЛ – повітряна лінія
ВН – Висока напруга
ТС – трансформатор струму
ТН – трансформатор напруги
РЗ – релейний захист
СВ – струмового відсічення

Зміст

Вступ.....		8
1	Опис технологічного процесу та визначення категорій надійності цехів та підприємства в цілому.....	9
1.1	Короткий опис технологічного процесу вироблення спирту на спиртовому заводі.....	9
1.2	Визначення категорійності цехів та підприємства в цілому.....	11
2	Розрахунок електричних навантажень.....	14
2.1	Розрахунок електричних навантажень котельні.....	14
2.2	Розрахунок електричних навантажень підприємства.....	18
3	Розрахунок системи електропостачання підприємства.....	25
3.1	Визначення кількості і потужності трансформаторів цехових ТП	25
3.2	Розрахунок картограми електричних навантажень.....	29
3.3	Вибір схеми зовнішнього електропостачання та перерізу живлячої лінії.....	31
3.4	Визначення оптимальних перерізів розподільчих ліній КЛ-10 кВ	33
3.5	Аналіз засобів регулювання реактивної потужності.....	35
3.5.1	Регулювання реактивної потужності.....	35
3.5.2	Пристрої для регулювання реактивної потужності.....	38
3.5.3	Багатофункціональні пристрої для регулювання напруги та реактивної потужності.....	42
3.6	Компенсація реактивної потужності.....	48
3.7	Розрахунок рівнів напруг і вибір відпайок силових трансформаторів.....	50
4	Розрахунок системи цехового електропостачання.....	54
4.1	Вибір схеми цехової мережі.....	54
4.2	Вибір комутаційно-захисної апаратури і провідників цехової мережі.....	56
4.3	Розрахунок освітлювальної мережі котельні.....	60
5	Розрахунок струмів короткого замикання.....	67
5.1	Розрахунок струмів короткого замикання в мережах 10 кВ.....	67
5.2	Розрахунок струмів короткого замикання в мережах до 1000 В..	72

						МР.5.8.141.117.ПЗ		
Зм	Арк	№ докум.	Підпис	Дата				
Розроб.	Шерстюк Ю				Літ	Аркуш	Аркушів	
Керівник.	Лебединский				В	6	128	
Н. контр.	Ефімов Г.П				СумДУ ЕТмдн-91п			
Затверд.	Лебединский							

“Проектування системи електропостачання спиртзаводу та аналіз засобів регулювання реактивної потужності.”

5.3	Вибір обладнання ТП та розподільчих мереж.....	76
6	Релейний захист.....	79
6.1	Вибір приладів для релейного захисту.....	79
6.2	Захист кабельних ліній та трансформаторних підстанцій.....	83
6.3	Захист силових трансформаторів.....	90
7	Економічна частина.....	91
7.1	Розрахунок капіталовкладень.....	91
7.2	Річні витрати і втрати електроенергії.....	93
7.3	Структура сумарних витрат промислового підприємства на електроенергію.....	96
7.4	Складання кошторису річних поточних витрат.....	97
7.4.1	Розрахунок чисельності ремонтного та обслуговуючого персоналу.....	98
7.4.2	Розрахунок витрат по заробітній платі.....	101
7.4.3	Планування вартості витрачених матеріалів.....	105
7.4.4	Визначення амортизаційних відрахувань і інших витрат	107
7.5	Розрахунок собівартості електроенергії.....	109
8	Охорона праці.....	111
8.1	Технічні рішення з безпечної експлуатації об`єкту.....	111
8.2	Електробезпека.....	117
8.3	Розрахунок заземлення і грозозахисту.....	117
8.4	Виробниче освітлення.....	121
	Висновки.....	122
	Література.....	123
	Додаток.....	128

Вступ

Питання електропостачання промислових підприємств і енергозбереження їх ресурсів є важливою народно-господарською задачею. Підвищення технічного рівня методів проектування систем електропостачання промислових підприємств досягається використанням надійних і економічних схем електропостачання, новітніх способів транспортування електроенергії, компенсації реактивної потужності, заходів по підвищенню максимуму навантаження і зменшення втрат.

Одним з найосновніших пунктів проектування будь-якого промислового підприємства є проект системи електропостачання, який має бути спрямованим на створення необхідної надійності електропостачання, забезпечення належної якості електроенергії та електромагнітної сумісності пристроїв в мережах підприємства, швидкодії та селективності релейного захисту й оперативної автоматики, автоматизації вимірювання та обліку електроенергії. Необхідно враховувати особливості живлення електроенергією різних промислових приймачів, таких як електродвигуни до різних машин і механізмів, електричні печі, апарати і машини для електричного зварювання, освітлювальні установки і т.і.

Для забезпечення даних вимог використовуються знання математичного апарату, на основі якого розробляються математичні моделі прийняття оптимальних проектних рішень існуючих об'єктів чи систем, оволодіння програмними та технічними засобами реалізації рішення завдань. Автоматизація прийняття проектних рішень також дає можливість не лише обмежити зростання кількості інженерно-технічних робітників, які зайняті в проектуванні, але й зменшити їх чисельність, не змінюючи обсяг робіт, пов'язаних з проектуванням.

Системний підхід вимагає розглядати СЕП, як об'єкт системотехніки, тобто, як технічну систему в якій технічні та економічні показники кожного елементу системи впливають на аналогічні показники інших елементів. Це означає, що на наступних етапах проектування необхідно враховувати технічні та економічні наслідки попередніх етапів проектування. Таке врахування можливо за рахунок корекції попередніх проектних рішень в зв'язку з негативними результатами наступних етапів проектування. Корекція попередніх проектних рішень повинна виконуватись на основі системного підходу.

Кожне промислове підприємство знаходиться в стані безперервного розвитку. Система електропостачання підприємства повинна бути гнучкою, дозволяти постійний розвиток технології, зростання потужності промислового підприємства.

									Арк
									8
Зм	Арк	№ докум.	Підпис	Дата	MP.5.8.141.117.ПЗ				

1 Опис технологічного процесу та визначення категорій надійності цехів та підприємства в цілому

1.1 Короткий опис технологічного процесу вироблення спирту на спиртовому заводі

Спиртовий завод виробляє спирт етиловий – ректифікат із меляси вищої очистки за ГОСТ 5962-67, спирт етиловий ректифікований високоякісний за ГОСТ 3099-95. Продуктивність спиртового цеху становить 4500 декалітрів спирту вищої очистки на добу. Технологічний цикл виробництва складає 280-310 днів [1].

Першим етапом технологічного процесу виготовлення спирту є підготовка сировини. Сировина (картопля або зерно) завантажується в бак-збірник після чого проходить очистку від важких включень і бруду. Далі очищена сировина накопичується в проміжковому бункері, звідки потрапляє на дробілку. розмелена сировина надходить у змішувач, де при додаванні води вона перетворюється на масу, яка далі підігрівається (при температурі 105 – 150°C) і поступає у варильну колоно. Колона складається з двох ступенів в кожен з яких поступає пара з частками цукру із сепаратора пари. Таким чином зварена маса подається в бак, звідки відкачується на дріжджові генератори, де при додаванні дріжджів – суспензія надходить в бражну колоно. З колони брага йде на підігрів куди випаровується спирт, що відходить на ректифікаційну колоно, а рідина на сивушну колоно. Далі обидва види продукції (спирт і сивушне мастило) надходять в конденсатор де проходять різного роду очистку відповідно різним сортам продукції. Останнім етапом є відправка і зберігання продукції в холодильниках.

					MP.5.8.141.117.ПЗ			
Зм	Арк	№ докум.	Підпис	Дата				
Розроб.		Шерстюк Ю			Опис технологічного процесу та визначення категорій надійності цехів та підприємства в цілому	Літ	Аркуш	Аркушів
Керівник.		Лебединский				В	9	128
Н. контр.		Єфімов Г.П				СумДУ ЕТмдн-91п		
Затверд.		Лебединский						

1.2 Визначення категорійності цехів та підприємства в цілому

Категорійність навантажень регламентується ПУЕ [4].

У відношенні забезпечення надійності електропостачання електроприймачі поділяються на наступні категорії:

Електроприймачі I категорії – електроприймачі, перерва електропостачання яких може призвести до небезпеки життя людей, до значного збитку н/г, виходу з ладу дорогого основного обладнання, до масового браку продукції, розладу складного технічного процесу, порушення функцій важливих елементів комунального господарства.

Електроприймачі II категорії – електроприймачі, перерва електропостачання яких приводить до масового недовипуску продукції, масовим простоям робітників, механізмів та промислового транспорту.

Електроприймачі III категорії – всі інші електроприймачі, які не проходять по визначенню I і II категорій.

Електроприймачів II категорії рекомендується забезпечувати електроенергією від двох незалежних взаємнорезервуючих джерел живлення.

Для електроприймачів II категорії при порушенні електропостачання від одного з джерел живлення допустимі перерви електропостачання на час необхідний для включення резервного живлення діями чергового персоналу.

					MP.5.8.141.117.ПЗ	Арк
Зм	Арк	№ докум.	Підпис	Дата		11

Таблиця 1.1- Навантаження підприємства

№	Назва цеху	Номинальна потужність, кВт	Категорія
1	Спиртовий цех	1065	II
2	Пектиновий цех	730	II
3	Приймальне відділення	13	II
4	Ремонтна майстерня	62,4	III
5	Гараж	8	III
6	Прохідна	3	III
7	Спиртосховище	2	II
8	Котельня	800,5	II
9	Адміністративний корпус	18,4	III
10	Градирня	24	II
11	Збірники барди	12	II
12	Сушильне відділення ЦСКД	58	II
13	ЦСКД	96	II
14	Кислотне господарство	16	III
15	Гаражі	6	III
16	Бардонасосна	127	II
17	КНС (бардоями)	41	III
18	Насосна станція	68,8	II
19	Градирня № 2	9	II
20	Пост охорони	0,8	III
21	Заправочна	9	III
22	Склад	0,6	III
23	Гараж, склад	10	III

2 Розрахунок електричних навантажень

2.1 Розрахунок електричних навантажень котельні

Цехові мережі поділяють на радіальні, магістральні і змішані. Для нашої цехової мережі ми вибираємо радіальну схему, тобто передача електричної енергії до кожного ЕП відбувається по окремій лінії.

Важливо правильно розрахувати електричні навантаження підприємства та цехів. Оскільки саме за цими розрахунками проводиться вибір елементів системи електропостачання підприємства. Це може призвести до вибору більшої потужності трансформаторних підстанцій, перерізу кабельних ліній, уставки захистів, завищених або занижених витрати і втрати електроенергії, що понесе за собою підвищення капіталовкладень, а також до зменшення надійності роботи системи електропостачання підприємства [6].

Розрахунок електричних навантажень котельні виконано методом впорядкованих діаграм згідно РТМ 36.18.32.4-92 оскільки цей метод є основним при проектуванні електропостачання.

Визначимо номінальну загальну активну потужність для кожного виду електроприймачів (для прикладу живильний насос)

$$P_{н1} = p_n \cdot n; \quad (2.1)$$

$$P_{н1} = 40 \cdot 2 = 80 \text{ кВт}$$

Розраховуємо середнє активне навантаження за максимально-завантажену зміну для кожного електроприймача (для прикладу димосос)

$$P_{см1} = P_{н1} \cdot K_v; \quad (2.2)$$

$$P_{см1} = 80 \cdot 0,9 = 72 \text{ кВт}$$

де K_v – коефіцієнт використання

					МР.5.8.141.117.ПЗ			
Зм	Арк	№ докум.	Підпис	Дата				
Розроб.	Шерстюк Ю				Розрахунок електричних навантажень	Літ	Аркуш	Аркушів
Керівник.	Лебединский					В	14	128
Н. контр.	Єфімов Г.П				СумДУ ЕТмдн-91п			
Затверд.	Лебединский							

Розраховуємо середнє реактивне навантаження за максимально-завантажену зміну для кожного електроприймача (для прикладу димосос)

$$Q_{cm1} = P_{cm1} \cdot \operatorname{tg} \varphi; \quad (2.3)$$

$$Q_{cm1} = 72 \cdot 0,62 = 44,62 \text{ кВАр}$$

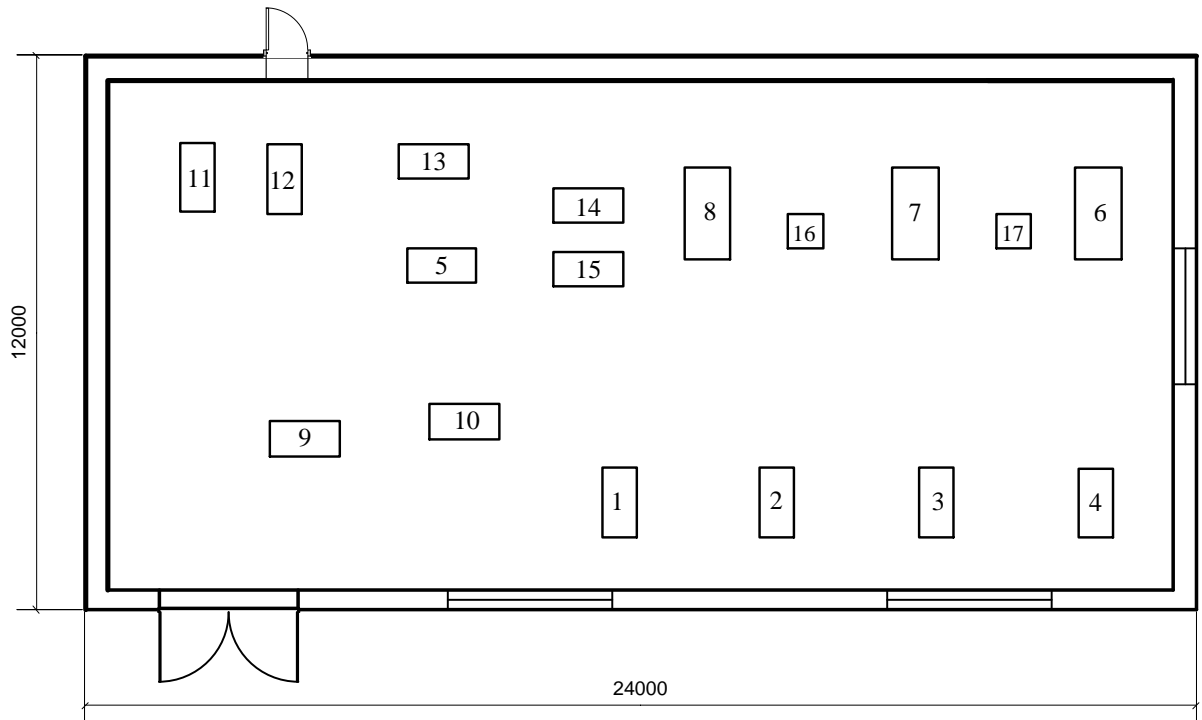


Рисунок 2.1 – План котельні

Розраховуємо розрахункову активну потужність вона дорівнює номінальній потужності даного ЕП:

$$P_p = P_{ном} = 40 \text{ кВт}$$

розрахункова реактивна потужність ЕП :

$$Q_p = P_p \cdot \operatorname{tg} \varphi; \quad (2.4)$$

$$Q_p = 40 \cdot 0,62 = 24,79 \text{ кВАр}$$

розрахункова повна потужність ЕП :

$$S_p = \sqrt{P_p^2 + Q_p^2}; \quad (2.5)$$

$$S_p = \sqrt{40^2 + 24,79^2} = 47,059 \text{ кВА}$$

						МР.5.8.141.117.ПЗ	Арк
Зм	Арк	№ докум.	Підпис	Дата			15

розрахунковий струм ЕП :

$$I_P = \frac{S_P}{\sqrt{3} \cdot U_H} ; \quad (2.6)$$

$$I_P = \frac{47,059}{\sqrt{3} \cdot 0,38} = 71,5 \text{ A}$$

Розраховуємо номінальну сумарну активну потужність електроприймачів для РП-1:

$$P_{H.РП-1} = \sum_{i=1}^9 P_{H_i} \quad (2.7)$$

$$P_{H.РП-1} = 40 + 40 + 2 \cdot 40 + 30 + 5,5 + 2 \cdot 30 = 266,5 \text{ кВт}$$

Розраховуємо середнє активне та реактивне навантаження за максимально-завантажену зміну споживачів РП-1:

$$P_{см.РП-1} = \sum_{i=1}^9 P_{CM_i} \quad (2.8)$$

$$P_{см.РП-1} = 34 + 28 + 72 + 25,5 + 4,68 + 7,7 + 45 = 216,88 \text{ кВт}$$

$$Q_{см.РП-1} = \sum_{i=1}^9 Q_{CM_i} \quad (2.9)$$

$$Q_{см.РП-1} = 21,07 + 21 + 44,6 + 15,8 + 2,9 + 5,78 + 33,75 = 144,92 \text{ кВАр}$$

Розраховуємо максимально-розрахункову активну та реактивну потужності для електроприймачів РП-1

а) активна потужність:

$$P_{MРП} = \sum_{i=1}^9 P_{M_i} \quad (2.12)$$

$$P_{MРП} = 36 + 30 + 74,4 + 27 + 4,95 + 8,25 + 48 = 228,6 \text{ кВт}$$

б) реактивна потужність:

$$Q_{MРП} = \sum_{i=1}^9 Q_{M_i} \quad (2.13)$$

$$Q_{MРП} = 22,31 + 22,5 + 46,11 + 16,73 + 3,07 + 6,19 + 36 = 152,91 \text{ кВАр}$$

в) повна потужність:

					MP.5.8.141.117.ПЗ	Арк
Зм	Арк	№ докум.	Підпис	Дата		16

$$S_{p\Sigma PП} = S_{p\Sigma PП} = \sqrt{P_{p,\Sigma}^2 + Q_{p,\Sigma}^2} \quad (2.14)$$

$$S_{p\Sigma PП} = S_{p\Sigma PП} = \sqrt{228,6^2 + 152,91^2} = 275 \text{ кВА}$$

Розрахунковий струм для цеху розраховуємо за формулою:

$$I_M = I_M = \frac{S_{p\Sigma PП}}{\sqrt{3} \cdot 0,38} = \frac{275}{\sqrt{3} \cdot 0,38} = 417,87 \text{ А}$$

Інші розрахунки занесено в таблицю 2.1

Таблиця 2.1 - Розрахунок електричних навантажень

Назва ЕП	n	P _н	n·P _н	K _B	cosφ	tgφ
1	2	3	4	5	6	7
Насос зворотнього водопостачання	1	40	40	0,85	0,85	0,62
Компресор №2	1	40	40	0,7	0,8	0,75
Живильний насос	2	40	80	0,9	0,85	0,62
Насос зворотнього водопостачання	1	30	30	0,85	0,85	0,62
Конденсатний насос	1	5,5	5,5	0,85	0,85	0,62
Насос холодного водообігу	1	11	11	0,7	0,8	0,75
Вентилятор дуття	2	30	60	0,75	0,8	0,75
Всього по РП	9		266,5	0,81		
Крупні ЕП						
Димосос № 1-№ 4	4	55	220	0,75	0,85	0,62
Насос води № 1-№ 3	3	90	270	0,8	0,86	0,59
Компресор № 1	1	55	55	0,7	0,8	0,75
Всього по цеху	17		811,5			

Продовження таблиці 2.2

1	2	3	4	5	6	7
15	Гаражі	6	0,85	0,35	0,12	0,62
16	Бардонасосна	127	0,85	0,7	0,65	0,62
17	КНС(бардоями)	41	0,85	0,65	0,45	0,62
18	Насосна станція	68,8	0,7	0,75	0,7	1,02
19	Градижня №2	9	0,75	0,4	0,3	0,88
20	Пост охорони	0,8	0,9	0,5	0,2	0,48
21	Заправочна	9	0,8	0,3	0,2	0,75
22	Склад	0,6	0,85	0,5	0,2	0,62
23	Гараж, склад	10	0,85	0,4	0,15	0,62
	Всього	3191,50				

1) розрахункова потужність освітлювальних установок цеху [10]:

а) активну потужність:

$$P_{M.O} = K_{П.О} \cdot K_{ПРА} \cdot P_О \cdot F, \quad (2.3)$$

$$P_{M.O} = 0,7 \cdot 1,2 \cdot 0,011 \cdot 288 = 2,66 \text{ кВт},$$

де $K_{П.О}$ – коефіцієнт попиту освітлювального навантаження;

$K_{ПРА}$ – коефіцієнт втрат потужності в пускорегулювальній апаратурі;

F – площа приміщення;

$P_О$ – питома потужність освітлення.

Коефіцієнти:

$K_{ПРА} = 1,1$ – ДРЛ, $K_{ПРА} = 1,2$ – люмінесцентні стартерні, $K_{ПРА} = 1,3 \div 1,35$ – люмінесцентні безстартерні.

$K_{П} = 0,95$ – великі виробничі приміщення; $K_{П} = 0,8$ – порівняно невеликі виробничі приміщення; $K_{П} = 0,6$ – склади, підстанції; $K_{П} = 1,0$ – аварійне освітлення;

б) реактивну потужність:

$$Q_{M.O} = P_{M.O} \cdot \text{tg } \phi_0 \quad (2.4)$$

$$Q_{M.O} = 2,66 \cdot 1,6 = 4,26 \text{ кВАр}$$

Дані для розрахунку освітлювального навантаження представлені в таблиці 2.3

									Арк
									20
Зм	Арк	№ докум.	Підпис	Дата	MP.5.8.141.117.ПЗ				

Таблиця 2.3 – Дані для розрахунку освітлювального навантаження підприємства

№	Назва цеху	F, м ²	P _{пит.о}	K _{по}	K _{пра}	P _{по} , кВт	cosφ _о	tgφ _о	Q _{по} , кВАр
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
1	Спиртовий цех	448	0,013	0,8	1,2	5,59	0,9	0,5	2,80
2	Пектиновий цех	371	0,013	0,8	1,2	4,63	0,9	0,5	2,32
3	Приймальне відділення	43	0,013	0,8	1,2	0,54	0,9	0,5	0,27
4	Ремонтна майстерня	142	0,014	0,7	1,2	1,67	0,9	0,5	0,83
5	Гараж	43	0,012	0,5	1,2	0,31	0,9	0,5	0,15
6	Прохідна	25	0,012	0,85	1,2	0,31	0,9	0,5	0,15
7	Спиртосховище	78	0,011	0,5	1,2	0,51	0,9	0,5	0,26
8	Котельня	288	0,011	0,7	1,2	2,66	0,53	1,6	4,26
9	Адміністративний корпус	150	0,015	0,85	1,2	2,30	0,9	0,5	1,15
10	Градирия	97	0,013	0,6	1,2	0,91	0,9	0,5	0,45
11	Збірники барди	29	0,011	0,4	1,2	0,15	0,9	0,5	0,08
12	Сушильне відділення ЦСКД	163	0,012	0,5	1,2	1,17	0,9	0,5	0,59
13	ЦСКД	383	0,012	0,6	1,2	3,31	0,9	0,5	1,65
14	Кислотне господарство	152	0,008	0,3	1,2	0,44	0,95	0,33	0,14
15	Гаражі	106	0,011	0,4	1,2	0,56	0,9	0,5	0,28
16	Бардонасосна	22	0,011	0,45	1,2	0,13	0,9	0,5	0,07
17	КНС(бардоями)	31	0,011	0,4	1,2	0,16	0,9	0,5	0,08
18	Насосна станція	28	0,011	0,4	1,2	0,15	0,9	0,5	0,07
19	Градирия №2	6	0,012	0,5	1,2	0,04	0,9	0,5	0,02
20	Пост охорони	3	0,012	0,7	1,2	0,03	0,9	0,5	0,02
21	Заправочна	14	0,013	0,6	1,2	0,13	0,9	0,5	0,07
22	Склад	57	0,011	0,45	1,2	0,34	0,9	0,5	0,17
23	Гараж, склад	148	0,011	0,4	1,2	0,78	0,9	0,5	0,39
	Всього					26,82			16,26

1) сумарна потужність навантаження цеху

					MP.5.8.141.117.ПЗ				Арк
Зм	Арк	№ докум.	Підпис	Дата					21

Розрахункові потужності котельні дорівнюють сумі розрахункових потужностей силового та освітлювального навантажень:

а) активна потужність:

$$P_{M.K} = P_{M.C} + P_{M.O}, \quad (2.5)$$

$$P_{M.K} = 639,04 + 2,66 = 668,1 \text{ кВт}$$

б) реактивна реактивна:

$$Q_{M.K} = Q_{M.C} + Q_{M.O}. \quad (2.6)$$

$$Q_{M.K} = 433,69 + 4,26 = 550 \text{ кВАр}$$

4) розрахункові максимальні навантаження підприємства визначають з виразів

а) активна потужність:

$$P_M = K_O \left(\sum_{k=1}^N P_{MK} + P_{MЦ} + P_{MЗ} \right) \quad (2.7)$$

$$P_M = 0,9 \cdot (2342,01 + 0 + 0) = 2107,8 \text{ кВт}$$

б) реактивна потужність:

$$Q_M = K_O \left(\sum_{k=1}^N Q_{MK} + Q_{MЦ} + Q_{MЗ} \right) \quad (2.8)$$

$$Q_M = 0,9 \cdot (2733,97 + 0 + 0) = 2460,57 \text{ кВАр}$$

де P_{MK} , Q_{MK} – розрахункові максимальні навантаження ТП або цехів;

N – число ТП або цехів;

$P_{MЦ}$, $Q_{MЦ}$ – розрахункове максимальне навантаження загальноцехових ЕП високої напруги 10 (6) кВ, які приєднані безпосередньо до РП 10 (6) кВ, в даному випадку $P_{MЦ} = 0$, $Q_{MЦ} = 0$.

K_O – коефіцієнт одночасності максимумів навантаження;

$P_{MЗ}$, $Q_{MЗ}$ – розрахункові максимальні навантаження загальнозаводських ЕП і цехових трансформаторних підстанцій, приєднаних безпосередньо до ГПП, ПГВ в даному випадку $P_{MЗ} = 0$, $Q_{MЗ} = 0$.

					MP.5.8.141.117.ПЗ	Арк
Зм	Арк	№ докум.	Підпис	Дата		22

Коефіцієнт K_0 визначається з таким чином, якщо середньозважений коефіцієнт використання $0,5 \leq K_B \leq 0,8$ а кількість приєднань 6 (10) кВ на збірних шинах 6 (10) кВ РП і ГПП 9 – 25 то він рівний 0,9 [1].

1) сумарне повне навантаження підприємства:

$$S_M = \sqrt{P_{M\Sigma}^2 + Q_{M\Sigma}^2} \quad (2.9)$$

$$S_M = \sqrt{2107,81^2 + 2460,57^2} = 3229,95 \text{ кВА}$$

2) розрахунковий струм для підприємства:

$$I_M = \frac{S_{p.\Sigma РП}}{\sqrt{3} \cdot 0,38} \quad (2.10)$$

$$I_M = \frac{3230}{\sqrt{3} \cdot 0,38} = 187 \text{ А}$$

Всі розрахунки навантаження цехів проводяться аналогічно. Результати розрахунків заносимо в таблицю 2.4

Таблиця 2.4 - Розрахунок електричних навантажень підприємства

№ цеху	Середнє навантаження				Розрахункове навантаження			
	P_c , кВт	Q_c , кВАр	S_c , кВА	I_c , А	P_p , кВт	Q_p , кВАр	S_p , кВА	I_p , А
1	2	3	4	5	6	7	8	9
1	751,1	769,1	1075	62,1	804,3	823,4	1151,1	66,5
2	442,6	392,7	591,71	34,16	515,63	457,1	689,0	39,7
3	5,74	3,82	6,9	0,40	7,04	4,63	8,42	0,5
4	17,3	13,8	22,10	1,28	26,63	20,81	33,8	1,95
5	3,11	2,08	3,74	0,22	3,51	2,33	4,21	0,24
6	2,41	1,32	2,74	0,16	2,71	1,46	3,08	0,18
7	1,11	0,80	1,37	0,08	1,71	1,09	2,03	0,12
8	639,0	433,7	772,31	44,6	668,1	453,22	807,3	46,6
9	7,82	5,99	9,85	0,57	11,50	8,27	14,16	0,82
10	12,91	10,13	16,41	0,95	16,51	12,83	20,91	1,21
11	5,55	4,97	7,46	0,43	6,75	6,03	9,05	0,52

Продовження таблиці 2.4

1	2	3	4	5	6	7	8	9
12	21,47	16,7	27,20	1,57	27,27	21,04	34,45	1,99
13	46,51	42,67	63,12	3,64	60,9	55,37	82,32	4,75
14	4,6	3,6	5,84	0,34	6,84	5,27	8,63	0,50
15	1,25	1,05	1,64	0,09	2,66	1,93	3,29	0,19
16	82,68	51,31	97,31	5,62	89,0	55,24	104,8	6,05
17	18,61	11,62	21,94	1,27	26,81	16,70	31,6	1,82
18	48,31	49,36	69,06	3,99	51,75	52,87	74,0	4,27
19	2,74	2,44	3,67	0,21	3,64	3,23	4,87	0,28
20	0,19	0,11	0,22	0,01	0,43	0,22	0,48	0,03
21	1,93	1,51	2,45	0,14	2,83	2,19	3,58	0,21
22	0,46	0,45	0,64	0,04	0,64	0,57	0,85	0,05
23	2,28	1,80	2,91	0,17	4,78	3,35	5,84	0,34
всього	2119,7	1820,9	2794,5	161,34	2107,8	1808,2	2777,1	160,34

3 Розрахунок системи електропостачання підприємства та аналіз засобів регулювання реактивної потужності.

3.1 Визначення кількості і потужності трансформаторів цехових ТП

Кількість трансформаторів ЦТП повинна відповідати категорії надійності споживача за ПУЕ [4]. Вибрані потужності трансформаторів повинні бути допустимими в нормальному та післяаварійному режимі роботи виходячи з умови, що при виході з ладу одного трансформатора двотрансформаторної ЦТП – інший повинен витримувати розрахункове навантаження споживачів першої та другої категорії цеху. Показником ефективності вибору потужності трансформаторів ЦТП будуть річні приведені затрати в трансформаторну підстанцію. Оскільки з позицій цієї проектної задачі цей показник ефективності рішення має від'ємний інгредієнт, то вибрані із множини допустимих потужності ЦТП повинні відповідати мінімальним приведеним затратам [3].

Вибираємо кількість ЦТП так, щоб потужні цехи жили від окремих ТП, а територіально близько розташовані малопотужні цехи були додатковими споживачами цих підстанцій. ЦТП розміщуємо так, щоб вони були максимально наближені до центрів навантажень свої цехів і водночас не заважали основному технологічному процесу.

Компонування цехових ТП здійснюється шляхом розподілу навантажень для окремих груп цехів. Розподіл навантажень цехів між ЦТП представлено в таблиці 3.1

Таблиця 3.1 Розподіл навантажень цехів між ЦТП

номер цеху	Назва цеху	P_c , кВт	Q_c , кВАр	S_c , кВА	P_p , кВт	Q_p , кВАр	S_p , кВА	№ ТП
1	2	3	4	5	6	7	8	9
1	Спиртовий цех	751,1	769,1	1074,9	804,34	1089,31	1354,1	1
20	Пост охорони	0,19	0,11	0,22	0,43	0,40	0,59	

					МР.5.8.141.117.ПЗ			
Зм	Арк	№ докум.	Підпис	Дата				
Розроб.	Шерстюк Ю				Розрахунок електричних навантажень	Літ	Аркуш	Аркушів
Керівник.	Лебединский					В	25	128
Н. контр.	Єфімов Г.П					СумДУ ЕТмдн-91п		
Затверд.	Лебединский							

Продовження таблиці 3.1

1	2	3	4	5	6	7	8	9
Всього		751,3	769,2	1075,2	804,8	1089,7	1354,7	
2	Пектиновий цех	442,63	392,68	591,71	515,63	646,11	826,64	2
3	Приймальне відділення	5,74	3,82	6,89	7,04	8,32	10,90	
4	Ремонтна майстерня	17,27	13,79	22,10	26,63	47,63	54,57	
5	Гараж	3,11	2,08	3,74	3,51	5,11	6,20	
6	Прохідна	2,41	1,32	2,74	2,71	1,61	3,15	
7	Спиртосховище	1,11	0,80	1,37	1,71	1,23	2,11	
18	Насосна станція	48,31	49,36	69,06	51,75	70,26	87,26	
19	Гради́рня №2	2,74	2,44	3,67	3,64	7,96	8,75	
21	Заправочна	1,93	1,51	2,45	2,83	6,82	7,38	
22	Склад	0,46	0,45	0,64	0,64	0,54	0,84	
23	Гараж, склад	2,28	1,80	2,91	4,78	6,59	8,14	
Всього		527,9	470,1	706,9	620,8	802,2	1014,38	
8	<u>Котельня</u>	639,04	433,68	772,31	668,1	549,6	865,10	
9	Адміністративний корпус	7,82	5,99	9,85	11,50	12,55	17,02	
10	Гради́рня	12,91	10,13	16,41	16,51	18,45	24,76	
11	Збірники барди	5,55	4,97	7,46	6,75	10,66	12,62	
12	Сушильне відділення ЦСКД	21,47	16,69	27,20	27,27	44,09	51,84	
13	ЦСКД	46,51	42,67	63,12	60,91	86,32	105,64	
14	Кислотне господарство	4,60	3,59	5,84	6,84	12,14	13,94	
15	Гаражі	1,25	1,05	1,64	2,66	4,00	4,80	
16	Бардонасосна	82,68	51,31	97,31	89,03	78,77	118,88	
17	КНС(бардоями)	18,61	11,62	21,94	26,81	25,49	37,00	
Всього		840,4	581,7	1022,1	916,4	842,07	1244,5	

Для розв'язку задачі вибору оптимальної потужності трансформаторів ЦТП застосовано електронний процесор EXEL, що дало змогу здійснити автоматичний вибір потужності трансформаторів.

Оптимальна потужність трансформаторів всіх інших ЦТП визначається аналогічно. Результати вибору показані в таблиці 3.2

					MP.5.8.141.117.ПЗ				Арк
Зм	Арк	№ докум.	Підпис	Дата					26

Таблиця 3.2 Результати вибору ЦТП

№ТП	Оптимальна потужність трансформатора
1	2х1000
2	2х1000
3	2х1000

3.2 Визначення оптимальних координат розміщення ЦРП за критерієм мінімуму затрат в СЕП

Необхідно вибрати оптимальне місце розміщення ЦРП по критерію мінімуму затрат в систему електропостачання виходячи з припущення, що ЦРП може бути встановлений на довільному місці території заводу, не зайнятому цехами. Визначення оптимального розташування ЦРП дозволяє правильно розмістити ЦРП на плані заводу, що дозволить зменшити витрату кабелів, а значить і зменшити затрати на СЕП [10].

Для вирішення задачі сформована математична модель задачі згідно етапів вибору оптимальних проектних рішень. Керованими змінними задачі є координати розміщення ЦРП - (x_0, y_0) .

Приймемо за центр координат лівий нижній кут генплану заводу.

Очевидно область допустимо-доступних рішень є множина координат, які належать території заводу.

Тому обмеження на керовані змінні будуть мати вигляд:

$$\min_{i=1}^n(x_i) \leq x_0 \leq \max_{i=1}^n(x_i);$$

$$\min_{i=1}^n(y_i) \leq y_0 \leq \max_{i=1}^n(y_i)$$

де X_{\min} , X_{\max} – мінімальна та максимальна координата території заводу по осі X;

Y_{\min} , Y_{\max} – мінімальна та максимальна координата території заводу по осі Y.

Показником ефективності рішення виступають приведені витрати в кабельну мережу системи електропостачання.

До складу цих витрат включимо витрати в КЛ ($Z_{кл}$) та витрати на передачу електроенергії по цим КЛ ($Z_{пер}$). Інші витрати в СЕП або мало залежать або зовсім не залежать від вибору координат розміщення ЦРП. Витрати в КЛ складаються із витрат, які залежать від перерізу F кабельної лінії ($Z_{кл}(F)$) та витрат, які не залежать від перерізу ($Z_{кл0}$):

$$Z = Z_{кл} + Z_{пер} = Z_{кл0} + Z_{кл}(F) + \Delta P_{кл}(F) \cdot C_0 \quad (3.2)$$

де $\Delta P_{кл}$ – втрати активної потужності в КЛ;

C_0 - питома вартість втрат активної потужності та енергії.

Перед тим, як ми виразимо показник ефективності (витрати) через керовані змінні, звернемо увагу на особливості визначення довжини L кабельної лінії. Справа в тому, що території промислових підприємств найчастіше відрізняються прямокутним плануванням і всі інженерні комунікації (газопроводи, теплотраси, лінії водопроводу та каналізації, кабельні лінії) прокладаються вздовж доріг та проїздів. Це означає, що довжина лінії L , яка з'єднає дві точки плану (x_1, y_1) та (x_2, y_2) , визначається не як гіпотенуза прямокутного трикутника, а як сума його катетів, тобто $L = |x_1 - x_2| + |y_1 - y_2|$. За математичною термінологією можна сказати, що математична модель плану заводу в нашій задачі має неевклідову метрику.

Таким чином, для приведених витрат можна записати:

$$Z = \sum_{i=1}^m (E \cdot a \cdot L_i + E \cdot K_0(F_i) \cdot k_i \cdot L_i + 3 I_i^2 \cdot r_0(F_i) \cdot k_i \cdot L_i \cdot C_0) = \sum_{i=1}^m L_i [E(a + K_0(F_i) \cdot k_i + 3 I_i^2 \cdot r_0(F_i) \cdot k_i \cdot C_0)] = \sum_{i=1}^m (|x_0 - x_i| + |y_0 - y_i|) \cdot [E(a + K_0(F_i) \cdot k_i + 3 I_i^2 \cdot r_0(F_i) \cdot k_i \cdot C_0)] \rightarrow \min, \quad (3.3)$$

де L_i – віддаль від ЦРП до i -тої цехової ТП (m);

x_i, y_i – координати розміщення i -тої ТП);

a – незалежна від перерізу складова питомої вартості КЛ (грн/км);

$K_0(F_i)$ – питома вартість КЛ перерізом F_i (грн/км);

						Арк
					MP.5.8.141.117.ПЗ	28
Зм	Арк	№ докум.	Підпис	Дата		

k_i – кількість КЛ від ЦРП до i -тої цехової ТП;

I_i – струм окремої КЛ від ЦРП до i -тої ТП (А);

$r_o(F_i)$ – питомий опір КЛ перерізом F_i .

Для врахування втрат потужності в кабельних лініях живлення підприємства додатково до координат ЦТП введемо в задачу координати точки перетину уводу живильної КЛ з периметром генплану. Навантаження цієї точки приймемо рівним усій потужності ЦРП.

Задача вибору оптимального місця розміщення ЦРП 10кВ за критерієм мінімуму витрат в систему електропостачання реалізована в середовищі електронного процесора EXCEL за допомогою засобу ПОИСК РЕШЕНИЯ

Проектне рішення: В результаті розрахунку, здійсненого у табличному вигляді та засобу ПОИСК РЕШЕНИЯ, визначено координати центру економічних навантажень $x_0 = 58$; $y_0 = 91$. При такому розміщенні ЦРП витрати на спорудження заводської мережі будуть мінімальними (611915,9 грн.), ЦРП позначається на генплані заводу (рисунок 1 - додаток).

3.2 Розрахунок картограми електричних навантажень

Координати центру економічних навантажень $x_0 = 58$; $y_0 = 91$. Для побудови картограми необхідно визначити радіуси цехів. Радіуси цих кіл розраховуємо по формулі:

$$r_i = \sqrt{\frac{P_{pi\Sigma}}{\pi \cdot m_p}}, \quad (3.4)$$

де $P_{pi\Sigma}$ – розрахункова потужність i -го цеху;

m_p – масштаб навантаження;

Вибираємо масштаб побудови картограми навантажень. Прийmemo радіус круга навантаження котельні 30м, тоді масштаб побудови:

									Арк
									29
Зм	Арк	№ докум.	Підпис	Дата					

ряними лініями 10 кВ. В якості живлячої лінії обрано повітряну у зв'язку з рядом факторів, а саме: підприємство знаходиться на краю міста, рельєф місцевості не дозволяє прокладання кабельної лінії через болотистий ґрунт та річку, що знаходяться між підприємством та ПЛ 10 кВ.

Оптимальний переріз зовнішньої живлячої лінії доцільно вибирати на основі мінімуму річних приведених затрат. Для цього використаємо наступну математичну модель:

$$Z(x) = [(E_e + E_a) \cdot K_0(x, k_L) + 3 \cdot I_{Ж}^2 \cdot r_0(x) \cdot k_L \cdot t \cdot \tau] \cdot L \rightarrow \min_{x \in X_{ст}} \quad (3.7)$$

Керованою змінною x в цій задачі є переріз ПЛ (мм^2). Множиною доступних рішень є множина всіх стандартних перерізів проводів марки АС $X_{ст}$.

На керовану змінну повинні бути накладені такі обмеження:

$x \geq x_{кор}$ - мінімальний переріз відсутності корони ;

$x \geq x_{мех}$ - мінімальний переріз, що забезпечує механічну міцність;

$x \geq x_{ндоп} \equiv I_{доп}(x) \geq I_{Ж}$ - мінімальний переріз, що відповідає перерізу з допустимим струмом, який більший за протікаючий;

$k_L > 1 \Rightarrow x \geq x_{падоп} \equiv k_{п} \cdot I_{доп}(x) \geq k_L \cdot I_{Ж} \cdot k_{ппа}$; ($k_{п} = 1$);

$x \geq x_{\Delta U} \equiv \Delta U_{н}(x) \leq \Delta U_{ндоп}$ - мінімальний переріз, який забезпечує допустимі втрати напруги;

$k_L > 1 \Rightarrow x \geq x_{\Delta U} \equiv \Delta U_{па}(x) \leq \Delta U_{падоп}$ - мінімальний переріз, який забезпечує допустимі втрати напруги в післяаварійному режимі;

$x \in X_{ст}$.

Струм окремої лінії:

$$I_{Ж} = \frac{S_{Ж}}{\sqrt{3} U_{н} k_L} \quad (3.8)$$

Втрата напруги в ПЛ в нормальному режимі роботи:

					MP.5.8.141.117.ПЗ	Арк
Зм	Арк	№ докум.	Підпис	Дата		32

$$\Delta U_H(x) = \frac{P_{ж} \cdot r_0(x) + Q_{ж} \cdot x_0(x)}{U_H \cdot k_{л}} \cdot L \quad (3.9)$$

Втрата напруги в ПЛ в після аварійному режимі роботи:

$$\Delta U_{па}(x) = \Delta U_H(x) \cdot k_{л} \cdot k_{ппа} \quad (3.10)$$

Оскільки кожна із складових формули витрат включає в собі співмножник L і його можна винести за дужки, робимо висновок, що оптимальний переріз КЛ не залежить від довжини лінії. Таким чином, оптимальний переріз КЛ ми будемо визначати порівнюючи витрати на одиницю довжини кабельної лінії.

Для розв'язання задачі вибору оптимального перерізу живлячої лінії вирішено за допомогою електронного процесора Excel.

Проектне рішення: для живлячої лінії обрано провід АС-120

3.4 Визначення оптимальних перерізів розподільчих ліній КЛ-10 кВ

Вибір оптимальних перерізів кабельних ліній 10кВ, які живлять цехові трансформаторні підстанції буде здійснено із стандартного ряду кабелів типу АВВГ і які відповідатимуть мінімуму річних приведених затрат в ці кабельні лінії.

Оскільки довжина живильної лінії 850 м, можна вважати, що струм трифазного короткого замикання на початку кожної з розподільчих ліній суттєво не зміниться, в порівнянні зі струмом на початку живильної лінії.

$$I_{кз} = \frac{U_{ном}}{\sqrt{3} \cdot \sqrt{R_{л}^2 + (X_c + X_{л})^2}} \quad (3.11)$$

$$I_{кз} = \frac{10}{\sqrt{3} \cdot \sqrt{0,104^2 + (1 + 0,267)^2}} = 4,542 \text{ А}$$

де $R_{л} = 0,104$ Ом, $X_c = 1$ Ом, $X_{л} = 0,267$ Ом

Математична модель вибору оптимальних перерізів КЛ практично аналогічна попередній. Показником ефективності виступають річні приведені затрати – $Z(x)$:

					МР.5.8.141.117.ПЗ	Арк
Зм	Арк	№ докум.	Підпис	Дата		33

$$Z(x) = \left[(E_e + E_a) \cdot K_0(x) + 3 \cdot I_{\text{Л}}^2 \cdot r_0(x) \cdot t \cdot \tau \right] \cdot L \cdot k_{\text{Л}} \rightarrow \min_{x \in X_{\text{ст}}} \quad (3.12)$$

де x – керована змінна (переріз КЛ).

На керовану змінну накладаються наступні обмеження:

$$x \geq x_{\text{доп}} \equiv I_{\text{доп}}(x) \geq I_{\text{Л}};$$

$$k_{\text{Л}} > 1 \Rightarrow x \geq x_{\text{на.доп}} \equiv k_{\text{п}} \cdot I_{\text{доп}}(x) \geq \frac{k_{\text{Л}} \cdot I_{\text{Ж}} \cdot k_{\text{н.на}}}{k_{\text{Л}} - 1}; \quad (k_{\text{н}} = 1);$$

$$x \geq x_{\Delta U} \equiv \Delta U_{\text{н}}(x) \leq \Delta U_{\text{н.доп}};$$

$$k_{\text{Л}} > 1 \Rightarrow x \geq x_{\text{на}\Delta U} \equiv \Delta U_{\text{на}}(x) \leq \Delta U_{\text{на.доп}};$$

$$x \geq x_{\text{кз}} = \frac{I_{\text{кз}} \cdot \sqrt{t_{\text{н}}}}{C}$$

$$x \in X_{\text{ст}}.$$

де $K_0(x)$ – питома вартість КЛ залежно від її перерізу;

$I_{\text{Л}}$ – струм окремого кабелю;

$r_0(x)$ – питомий активний опір КЛ залежно від її перерізу;

L – довжина лінії;

$I_{\text{доп}}$ – допустимий струм КЛ згідно ПУЕ;

$k_{\text{Л}}$ – кількість кіл;

$k_{\text{н}}$ – коефіцієнт перевантаження КЛ в післяаварійному режимі;

$\Delta U_{\text{н}}$ – втрата напруги в КЛ в нормальному режимі роботи;

$\Delta U_{\text{ндоп}}$ – допустима втрата напруги в ПЛ в нормальному режимі роботи;

$\Delta U_{\text{на}}$ – втрата напруги в КЛ в післяаварійному режимі роботи;

$\Delta U_{\text{надоп}}$ – допустима втрата напруги в КЛ в післяаварійному режимі роботи;

$x_{\text{кз}}$ – мінімальний переріз КЛ, який витримує термічну дію струмів КЗ;

$I_{\text{кз}}$ – струм КЗ;

$t_{\text{н}}$ – приведений час КЗ;

										Арк
										34
Зм	Арк	№ докум.	Підпис	Дата	МР.5.8.141.117.ПЗ					

C – термічний коефіцієнт, який залежить від матеріалу струмопровідної жили КЛ.

Для розв'язку задачі використано табличну форму, яку реалізовано з допомогою EXCEL. Наведені результати розрахунку оптимальних перерізів розподільних КЛ 10 кВ від ЦРП до ЦТП 1.

Оптимальні перерізи КЛ 10 кВ, які живлять відповідні ЦТП визначаються аналогічно. Результати вибору КЛ представлені в таблиці 3.4.

Таблиця 3.4 – Результати вибору КЛ

Місце підводу	Марка кабеля
ЦРП - ТП1	ААБ 3х50
ЦРП - ТП2	ААБ 3х50
ЦРП - ТП3	ААБ 3х70

3.5 Аналіз засобів регулювання реактивної потужності

3.5.1 Регулювання реактивної потужності

З введенням в дію нової системи знижок і надбавок до тарифів на електроенергію та компенсацію реактивної потужності істотно зросли вимоги до управління реактивною потужністю на введенні підприємства його електричної мережі. Підприємства зобов'язані витримувати заданий енергосистемою півгодинні значення вхідної реактивної потужності Q_{e1} і Q_{e2} в години її максимальних і мінімальних навантажень. Крім того, підприємству вигідно підтримувати в своїх мережах розподіл реактивної потужності, що забезпечує мінімальні втрати електроенергії [14].

Найбільш ефективним з погляду дотримання вимог енергосистеми є перемикання уставок автоматичного регулятора за часом доби. При цьому регулятор повинен містити окремі уставки вхідної реактивної потужності підприємства для уранішнього і вечірнього максимуму, мінімуму і позапікового режиму енергосис-

теми. Завдання окремої уставки позапікового режиму електроспоживання дозволить найефективніше використовувати компенсуючі пристрої, що є на підприємстві, максимально знижуючи при цьому втрати електроенергії в електричній мережі підприємства від перетікань реактивної потужності.

Оптимальне (по мінімуму втрат електроенергії) управління реактивною потужністю в електричній мережі підприємства може бути досягнуте декількома способами.

1. Включення або відключення секцій конденсаторних батарей у вузлах електричної мережі підприємства, які живляться по лініях з найбільшими або найменшими, у нинішній момент часу втратами від передачі по ним реактивної потужності. При цьому комутація здійснюється при невиконанні на введенні підприємства умови рівності значення уставки вхідної реактивної потужності для поточного режиму енергосистеми фактичному значенню вхідної реактивної потужності підприємства. В цьому випадку реалізується модель управління 3.13 :

$$\begin{cases} Q_i^2 \cdot R_i \rightarrow \min \\ \sum_{i=1}^N Q_i = Q_{ej} \end{cases} \quad (3.13)$$

де Q_i – фактичне поточне значення реактивної потужності, передаваної по i -й лінії;

R_i - опір i -ї лінії електричної мережі підприємства;

Q_{ej} – значення уставки вхідної реактивної потужності для j –го режиму мережі енергосистеми;

N - кількість вузлів в електричній мережі підприємства.

Дана модель управління проста і вимагає мінімальних апаратних і програмних витрат при її реалізації в конкретному пристрої. Проте вона недостатньо ефективна, оскільки припускає послідовне включення або відключення секцій конденсаторних батарей підприємства з проміжною оцінкою оптимальності роз-

					MP.5.8.141.117.ПЗ	Арк
Зм	Арк	№ докум.	Підпис	Дата		36

поділу потоків реактивної потужності в електричній мережі підприємства. В результаті знижується швидкодія системи управління і вона тільки наблизатиме розподіл потоків реактивної потужності до оптимального і досягне його тільки при тривалому (біля 30 хв) стабільному розподілі потоків реактивної потужності в електричній мережі підприємства.

2. Більш ефективна така модель управління :

$$\Delta P = \frac{10^{-3}}{U_H^2} \cdot \sum_{i=1}^N Q_{ei}^2 R_{ei} \rightarrow \min \quad (3.14)$$

$$\sum_{i=1}^N Q_{ei} = Q_{ej} \quad (3.15)$$

$$Q_{ei} \leq Q_{\phi i} \quad (3.16)$$

$$Q_{ki} \geq 0 \quad (3.17),$$

де $Q_{\phi i}$ – фактичне значення реактивної потужності, що протікає по і-й лінії електричної мережі;

Q_{ei} – частина уставки вхідної реактивної потужності, оптимально розподіленій по і-й лінії електричної мережі підприємства;

R_{ei} – еквівалентний опір електричних мереж і-го приєднання;

U_H – базова напруга електричної мережі;

Q_{ki} – потужність конденсаторної батареї, підключеної до і-го вузла електричної мережі підприємства.

Значення Q_{ei} можна отримати, розв'язавши рівняння (3.15) – (3.17) і використовуючи функцію Лагранжа:

$$Q_{ei} = \frac{10^{-3} \cdot U_H^2}{2} \cdot \frac{\lambda}{R_{ei}} = A \frac{\lambda}{R_{ei}} \quad (3.18)$$

Де λ – коефіцієнт Лагранжа,

						MP.5.8.141.117.ПЗ	Арк
Зм	Арк	№ докум.	Підпис	Дата			37

- електроди конденсатора виготовлені з алюмінієвої фольги, діелектриком є поліпропіленова плівка;
- конденсатори мають вбудовані розрядні резистори і захищені внутрішніми запобіжниками;
- модульний принцип побудови, дозволяє поступово нарощувати потужність установки;
- низькі масогабаритні характеристики.

Застосування конденсаторних установок КРП-6,3(10,5) кВ допомагають значно скоротити – до 30 % витрати оплати електроенергії, істотним чином понизити навантаження на трансформатори і кабелі і тим самим підвищити надійність мереж.

Низьковольтні установки на напругу 0,4 кВ реактивною потужністю від 10 до 6000 кВАр, і оснащені автоматичним регулятором для компенсації реактивної потужності, допоможуть значно скоротити до 30 % витрати оплати електроенергії. Конденсаторні установки істотним чином компенсують реактивну потужність, тобто знижують навантаження на трансформатори і кабелі і тим самим підвищують косинус ϕ і відповідно надійність мереж.

У високовольтних нерегульованих установках компенсація реактивної потужності здійснюється на базі високовольтних конденсаторних установок, застосовується в електромережах 6,3 / 10,5 / 35 кВ, проводяться на реактивні потужності від 150 до 50000 кВАр. Компенсація реактивної потужності відбувається в ручному режимі, шляхом підключення необхідного числа батарей косинусних конденсаторів. Високовольтні установки компенсації реактивної потужності проводяться на базі компенсаційних конденсаторів.

Високовольтні конденсаторні установки з автоматичним регулюванням косинуса ϕ , для компенсації реактивної потужності в електромережі підприємства, виготовляються на базі вакуумних контакторів і регулятора. Автоматичне регулювання забезпечується підключенням /відключенням батарей конденсаторів з

					МР.5.8.141.117.ПЗ	Арк
Зм	Арк	№ докум.	Підпис	Дата		40

певним кроком , що задається. Регулювання числа включених конденсаторів дозволяє уникнути перекомпенсації, і як наслідок штрафних санкцій з боку енергозабезпечуючих організацій.

Застосування установок знижує струмові навантаження на лініях електропередачі, трансформаторах і розподільному устаткуванні, що дає можливість понизити витрати на оплату електроенергії, підключити додаткове навантаження.

Установки проводяться двох типів:

1. Без фільтрів гармонік
2. Фільтрокомпенсуючі – з фільтрами гармонік (ФКУ)

ТЕХНІЧНІ ХАРАКТЕРИСТИКИ:

Номинальна напруга 6,3 (10,5) кВ

Номинальна потужність 50 ÷ 100000 кВАр

Кількість ступенів регулювання 8(12)

Номинальна потужність кроку регулювання 50-2 000 кВАр

Регулятори реактивної потужності (РРМ) автоматизованих конденсаторних установок (АКУ) проводять дискретний автоматичний підбір реактивної потужності, місткості АКУ, необхідний для компенсації індуктивної реактивної потужності зовнішньої (що компенсується) мережі. Управління сучасними мікропроцесорними РРМ здійснюється у функції фазового зрушення - кута ϕ між складовими струму і напруги мережі, що компенсується. Вбудована схема вимірювання визначає значення $\cos \phi$ в чотирьох квадрантах комплексної площини і порівнює його із заданою уставкой $\cos \phi$ на РРМ. За наявності відхилення вказаних значень, РРМ проводить підбір необхідної потужності компенсації і видає сигнал на включення або відключення контакторів (пускачів) ступенів конденсаторних батарей АКУ. Залежно від модифікації РРМ можливо його управління як електро-механічними, так і тиристорними контакторами (пускачами) КБ ступенів регулювання АКУ. За рахунок оптимізації підключення ступенів КБ, задане на РРМ значення $\cos \phi$ досягається мінімальним числом команд. Окрім цього, за допомо-

					МР.5.8.141.117.ПЗ	Арк
Зм	Арк	№ докум.	Підпис	Дата		41

гою РРМ можливо вимірювання основних електротехнічних (рівня напруги і струму по фазах, присутнього ряду гармонік) параметрів мережі, що компенсується, і АКУ (число включень ступенів конденсаторних батарей, температури усередині шафи), з їх подальшим відображенням на рідкокристалічному дисплеї. При відключенні живлення РРМ зберігають дані поточних налаштувань, а також пікові значення зміряних параметрів в незалежній пам'яті.

Контактори для компенсації реактивної потужності - нове покоління електричних апаратів на струми від 10 до 130 А з широкими функціональними можливостями і застосовуються в установках компенсації реактивної потужності на напруги 0,4 ÷ 0,69 кВ. Контактори для установок компенсації реактивної потужності проводяться на номінали 5 ÷ 75 кВАр і мають контакти передвключення для обмеження струму через компенсуючий конденсатор у момент включення. Дані контактори для компенсації реактивної потужності згладжують пусковий струм і подовжують термін служби конденсаторів в установках компенсації реактивної потужності.

3.5.3 Багатофункціональні пристрої для регулювання напруги та реактивної потужності

Мережі напругою 0,4 кВ електрично більш віддалені від джерела живлення, тому передача реактивної потужності в мережу НН потребує збільшення потужності трансформаторів і супроводжується втратами активної і реактивної потужності [15].

Встановлення компенсаційних пристроїв в мережах промислових підприємств – один з найбільш ефективних способів зниження втрат електричної енергії.

					MP.5.8.141.117.ПЗ	Арк
Зм	Арк	№ докум.	Підпис	Дата		42

Та наявність лише самих компенсаційних пристроїв не дає максимально ефективного їх використання тому використання пристроїв для регулювання реактивної потужності є необхідною умовою .

Пристрої для регулювання реактивної потужності поділяються на такі типи :

- статичні компенсатори РП
- автоматичні установки регулювання РП
- високовольтні та низьковольтні конденсаторні установки компенсації РП
- регульовані та нерегульовані установки компенсації РП

Також є особливий тип пристроїв, які є багатофункціональними і дають змогу регулювати як реактивну потужність так і напругу, тобто це дає можливість використовувати дані пристрої для вирішування задач пов'язаних із оптимізацією режимів.

Статичні джерела реактивної потужності СДП - один з найбільше ефективних засобів регулювання режиму електричної мережі.

Вибір типу СДП, параметрів і встановленої потужності їхніх елементів становить завдання функціонально-вартісного аналізу, який повинен виконуватися з урахуванням перспективної оцінки технічних і технологічних властивостей застосовуваного устаткування.

При рішенні цього завдання для вибору СДП як засобу регулювання напруги в системі електропостачання в якості базових технічних рішень можна використати схеми багатофункціональних СДП, показаних на рисунку.

Пристрій для регулювання напруги й реактивної потужності (ПРН і СДП) див. рисунок 3.2, складається з відомого статичного тиристорного компенсатора СТК із додатковим реагуванням мережі. Регулювання напруги на виході пристрою здійснюється за рахунок зміни падіння напруги в мережному реакторі при зміні балансу реактивної потужності у вузлі.

					МР.5.8.141.117.ПЗ	Арк
Зм	Арк	№ докум.	Підпис	Дата		43

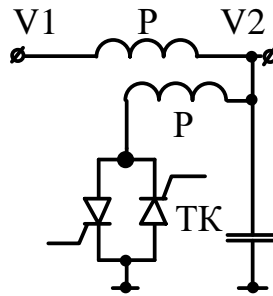


Рисунок 3.2 – Схема статичного тиристорного компенсатора

На рисунку 3.3 зображена схема багатофункціонального пристрою для регулювання напруги й реактивної потужності РН-СДП 2. На відміну від СТК, у РН-СДП регулювання напруги здійснюється одночасно за рахунок зміни двох факторів - балансу реактивної потужності у вузлі й додаткової вольтодобавочної ЕРС, що вводить у лінію за допомогою мережної обмотки трансформатора - реактора.

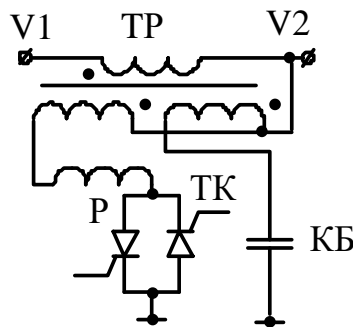


Рисунок 3.3 – Схема багатофункціонального пристрою для регулювання напруги й реактивної потужності

Така ж особливість характерна й для іншої схеми багатофункціонального пристрою для регулювання напруги й реактивної потужності РН-СТК (див. рисунок 3.4). Збільшення вольтодобавочної ЕРС у РН-СДП і РН-СТК, що викликає збільшення напруги на виході пристрою, сполучено зі збільшенням генерації (або зниженням споживання) реактивної потужності, і навпаки. Причому збільшення (зменшення) споживання реактивної потужності в регульованій індуктив-

						MP.5.8.141.117.ПЗ	Арк
Зм	Арк	№ докум.	Підпис	Дата			44

ності цих пристроїв приводить до зменшення (збільшення) її генерації в конденсаторній батареї.

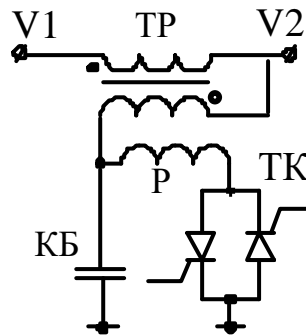


Рисунок 3.4 – багатofункціонального пристрою для регулювання напруги й реактивної потужності

Пристрої СТК, РН-СДП, РН-СТК мають потенційно рівні функціональні можливості, що забезпечують високу швидкодію й плавність регулювання, можливість зміни знака реактивної потужності й виробленої ними добавки напруги в мережі, незалежність діапазону регулювання напруги від характеристик опору живильної мережі, що й визначає їхній вибір у якості базових технічних рішень.

Математичну модель вибору оптимальних параметрів РН-СДП, РН-СТК і СТК можна сформулювати так:

$$\left\{ \begin{array}{l} Z(X) \rightarrow \min; \\ U_M(X) = U_{МД}; \\ Q_M(X) = Q_{МД}; \\ U_H(X) = U_{НД}; \\ Q_H(X) = Q_{НД}; \\ x_i \geq 0; \quad X = |x_1, x_2, \dots, x_n|^t \end{array} \right. , \quad (3.21)$$

де $Z(X)$ - приведені річні витрати на впровадження й експлуатацію ПРНіСДП;

$U_M(X)$, $U_H(X)$ - залежності напруги на виході ПРНіСДП відповідно в режимах максимальної й мінімальної добавки напруги в мережі;

$Q_m(X), Q_n(X)$ - залежності реактивної потужності ПРНіСДП відповідно в режимах максимальної й мінімальної добавки напруги;

X - вектор параметрів оптимізації;

x_i - параметр оптимізації;

$[U_{мд}, U_{нд}], [Q_{нд}, O_{мд}]$ – необхідні діапазони регулювання відповідно напруги й реактивної потужності.

Математична модель оптимізації параметрів РН-СДП, РН-СТК і СТК характеризується наступними особливостями:

1) функціональні залежності, що входять у рівняння-рівності моделі, практично не формалізуються;

2) цільова функція витрат не має аналітичного вираження. Це пояснюється тим, що значення складових її величин - капітальних витрат і втрат, не можуть бути безпосередньо обчислені за заданим значенням вектора параметрів оптимізації. Для їхнього визначення необхідно виконати деякі неформалізовані операції, наприклад пошук максимального значення напруги на конденсаторній батареї з урахуванням вищих гармонік, або вибір установленної потужності трансформатора-реактора по двох її значеннях, одержуваним відповідно в режимах максимальної й мінімальної добавки напруги.

У цілому математична модель описує екстремальне завдання з неповною інформацією при нелінійних обмеженнях, представлених у вигляді рівностей. У зв'язку з недостатньою інформованістю про особливості поверхні відгуку й неможливістю прийняття припущення про унімодальність цільової функції, застосування детермінованих методів пошуку екстремума, наприклад градієнтних, або методів пошуку екстремума в умовах невизначеності неприйнятно.

Для вирішення поставленого завдання розроблений математичний апарат, що базується на теоріях нелінійного програмування й планування експерименту, в основу якого покладене поняття алгоритмічної функції. Алгоритмічною прийнято називати функцію, відношення уніформності якої представлено у вигляді програмує-

					MP.5.8.141.117.ПЗ	Арк
Зм	Арк	№ докум.	Підпис	Дата		46

мого алгоритму. Розроблений математичний апарат дозволив представити рішення загального складного завдання нелінійного програмування великої розмірності у вигляді послідовності одномірних завдань нелінійного (квадратичного) програмування. Процес рішення представляє поетапне багаторівневе дослідження обмежень, що входять у вихідну математичну модель і самої цільової функції, реалізоване за допомогою вкладених циклічних підзадач, глибина вкладення яких становить для РН-СДП - 5, РН-СТК - 4, СТК - 3.

Результати досліджень математичної моделі оптимізації параметрів ПРН-СДП дозволили визначити найбільш доцільні області застосування розглянутих пристроїв і обмежити коло розв'язуваних ними завдань. Одержання заданих діапазонів регулювання напруги й реактивної потужності, тобто виконання всіх обмежень моделі (I) можливо тільки для одного пристрою - РН-СДП. У РН-СТК і СТК, у загальному випадку, можуть бути виконані тільки три (РН-СТК) або дві (СТК) обмеження-рівності. У мережах до 1000 В найбільш ефективним (по приведених витратах) засобом регулювання напруги є РН-СДП, потім РН-СТК і СТК. Слід зазначити, що РН-СДП має найгірший гармонійний склад струму, причому питомий вміст вищих гармонік істотно перевищує цей же показник для РН-СТК і СТК. Тому можливість застосування РН-СДП у мережах високої напруги при потужностях порядку десятків і сотень МВА необхідно визнати обмеженою. Для регулювання напруги й реактивної потужності в мережах 6 кВ найбільш кращий пристрій РН-СТК. Так, при прохідній потужності пристрою 20 МВА й діапазоні регулювання – (-10...+10) % СТК у порівнянні із РН-СТК має наступну встановлену потужність обладнання, виражену у відносних одиницях: конденсаторної батареї - 1,5; індуктивних елементів - 3,7; блоки тиристорних ключів – 2. Втрати потужності в РН-СТК і приведені річні витрати майже в 1,6 рази менше, ніж у СТК.

					МР.5.8.141.117.ПЗ	Арк
Зм	Арк	№ докум.	Підпис	Дата		47

3.6 Компенсация реактивной мощности

В работе будем размещать КП на низькій стороні цехових ТП [16].

Мета даного розрахунку вибрати потужність БСК в вузлах споживання, тобто керуючими змінними будуть потужності БСК. Доступною областю значень $X_{\text{дос}}$ має бути множина стандартних потужностей БСК.

Загальна математична модель задачі оптимальної КРН

Керовані змінні: потужність БК у вузлах навантаження.

$$q_k = (q_{k1}, q_{k2}, \dots, q_{kn})$$

Показник ефективності Z – річні приведені затрати.

$$Z(q_k) = Z_{\text{п}}(q_k) + Z_{\text{к}}(q_k); \quad (3.22)$$

$$Z_{\text{п}}(q_k) = \sum_{i=1}^m \frac{(q_i - q_{ki})^2}{U_n^2} \cdot r_{0i} \cdot L_i \cdot B_0; \quad (3.23)$$

$$Z_{\text{к}}(q_k) = (E_e + E_a) \cdot K_{\text{к}}(q_k) + B_{\text{вк}}(q_k) = (E_e + E_a) \cdot B_{\text{к}0} \cdot \sum_{i=1}^n q_{ki} + t \cdot \tau \cdot \Delta P_{\text{к}} \cdot \sum_{i=1}^n q_{ki}; \quad B_0 = t \cdot \tau.$$

$$Z(q_k) = \frac{t \cdot \tau}{U_n^2} \sum_{i=1}^m (q_i - q_{ki})^2 \cdot r_{0i} \cdot L_i + ((E_e + E_a) \cdot B_{\text{к}0} + t \cdot \tau \cdot \Delta P_{\text{к}}) \cdot \sum_{i=1}^n q_{ki} \rightarrow \min_{q_k};$$

Обмеження на керовані змінні

$$q_{ki} \geq 0, \quad i = 1, \dots, n;$$

$$\sum_{i=1}^n q_{ni} - \sum_{i=1}^n q_{ki} = Q_{\text{вх}} \quad \text{— для випадку балансової задачі КРН.}$$

Умовні позначення

n – кількість вузлів навантаження;

m – кількість віток мережі;

E_e – норматив ефективності капіталовкладень;

E_a – коефіцієнт відрахувань на амортизацію;

$B_{\text{к}0}$ – питома вартість компенсувальних установок (КП);

B_0 – питома вартість втрат активної потужності;

						MP.5.8.141.117.ПЗ	Арк
Зм	Арк	№ докум.	Підпис	Дата			48

ΔP_k – питомі втрати активної потужності в КП;

r_{0i} – питомий активний опір i -тої вітки мережі;

L_i – довжина i -тої вітки мережі;

q_i – сума реактивн. навантажень, які отримують живлення через i -ту вітку мережі;

q_{ki} – сума потужностей K тих вузлів мережі, які отримують живлення через i -ту вітку мережі;

Дану задачу будемо вирішувати з допомогою математичного САПР MathCad.

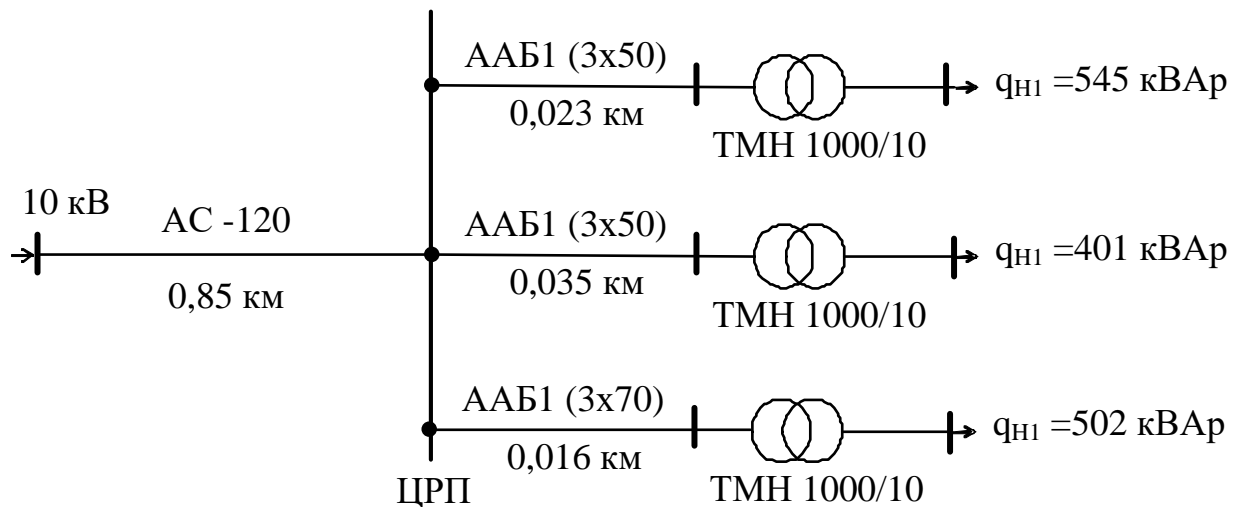


Рисунок 3.5- Схема електропостачання

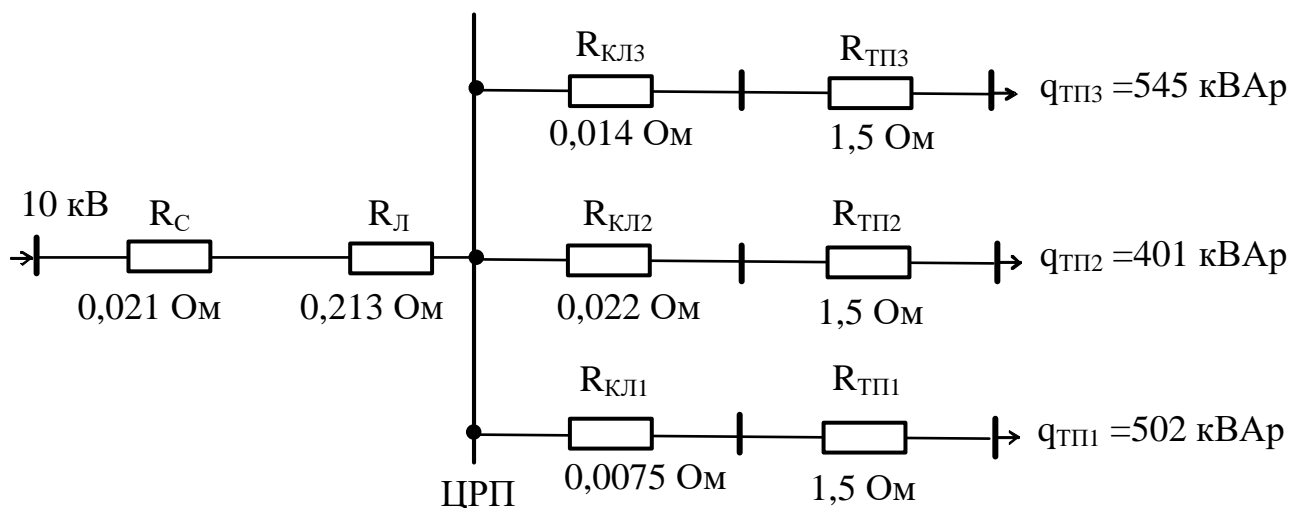


Рисунок 3.6- Схема заміщення мережі

ВХІДНІ ДАНІ

$U=10$ – напруга мережі, кВ

$B_0=480$ - питома вартість втрат потужності та енергії, грн/кВт.

$B_{кп}=480$ - питома вартість КП, грн/кВАр.

$\Delta P_a = 4,5$ – питомі втрати активної потужності в КП, кВт/МВАр.

$E=0,166$ – сумарний коефіцієнт відрахувань від капіталовкладень.

Активні опори елементів мережі (Ом):

$R_C = 0,021$ – еквівалентний опір системи (приведений до напруги 10 кВ);

$R_{Л} = 0,213$ – опір живлячої лінії;

$R_{кЛ1} = 0,014$ – опір КЛ від ЦРП до ТП1;

$R_{кЛ2} = 0,022$ – опір КЛ від ЦРП до ТП2;

$R_{кЛ3} = 0,0075$ – опір КЛ від ЦРП до ТП3;

$R_{ТП1} = 1,05$ – опір цехових тр-рів ТП1;

$R_{ТП1} = 1,05$ – опір цехових тр-рів ТП2;

$R_{ТП1} = 1,05$ – опір цехових тр-рів ТП3.

Реактивні потужності (кВАр):

$q_C = 213700$ – реактивна потужність системи;

$q_{вх} = 650$ – вхідна реактивна потужність;

$q_{ТП1} = 545$ – реактивна потужність ТП1;

$q_{ТП2} = 401$ – реактивна потужність ТП2.

$q_{ТП3} = 502$ – реактивна потужність ТП3.

3.7 Розрахунок рівнів напруг і вибір відпайок силових трансформаторів

Одним з основних показників, який вказує на якість електричної енергії, є відхилення напруги на затискачах електроприймачів, зв'язаних з загальною мережею, в зв'язку з падінням напруги в мережі. За ПУЕ [4], при нормальній роботі до-

					МР.5.8.141.117.ПЗ	Арк
Зм	Арк	№ докум.	Підпис	Дата		50

зволяється таке відхилення напруги: на затискачах електродвигунів (-5; +10) %, на затискачах проводів працюючого освітлення (-2,5; +5) % [3].

Для регулювання напруги в трансформаторах передбачено чотири допоміжні відпайки, що дозволяє отримати п'ять коефіцієнтів трансформації.

Вихідними даними для розрахунку являються: схеми зовнішнього, заводського електропостачання і схема електропостачання цеху, параметри цих мереж, розрахункові навантаження вузлів вказаних мереж і значення напруги в живлячому вузлі в режимі максимальних і мінімальних навантажень енергосистеми.

Мета розрахунку - забезпечити допустимі рівні напруги на затискачах споживачів за рахунок правильного виду регулюючих відгалужень на трансформаторах заводських підстанцій, правильна побудова розподільчих мереж підприємства і місцевих засобів регулювання напруг. При розрахунку потрібно врахувати те, що система може забезпечити рівень напруги $1,05 \cdot U_n$ в максимальному режимі роботи підприємства, і рівень напруги $1,01 \cdot U_n$ в мінімальному режимі роботи підприємства.

Розрахунок проводимо для режимів максимального та мінімального навантаження (для приклада розрахуємо вибір відпайок на ТП1):

а) Режим максимального навантаження:

$$\Delta U_{CB} = \frac{P_k^{\max} \cdot r_l + Q_k^{\max} \cdot X_l}{U_c^{\max}} \quad (3.24)$$

$$\Delta U_{CB} = \frac{1705,6 \cdot 0,25 \cdot \frac{0,85}{2} + 2131 \cdot 0,336 \cdot \frac{0,85}{2}}{10,5} = 0,046 \text{ кВ}$$

$$U_B^{\max} = U_c^{\max} - \Delta U_{CB} \quad (3.25)$$

$$U_B^{\max} = 10,5 - 0,046 = 10,454 \text{ кВ}$$

$$\Delta U_{BD} = \frac{805 \cdot 0,62 \cdot \frac{0,018}{2} + 1090 \cdot 0,09 \cdot \frac{0,018}{2}}{10,45} = 0,0005 \text{ кВ}$$

					MP.5.8.141.117.ПЗ	Арк
Зм	Арк	№ докум.	Підпис	Дата		51

			2,5	25,63	0,37	Недопустимо
			0	25	0,38	Допустимо
			-2,5	24,38	0,39	Допустимо
			-5	23,75	0,4	Недопустимо
ТП2	MAX	10,047	5	26,25	0,38	Допустимо
			2,5	25,63	0,39	Допустимо
			0	25	0,4	Недопустимо
			-2,5	24,38	0,41	Недопустимо
			-5	23,75	0,42	Недопустимо
	MIN	9,629	5	26,25	0,37	Недопустимо
			2,5	25,63	0,37	Недопустимо
			0	25	0,385	Допустимо
			-2,5	24,38	0,395	Допустимо
			-5	23,75	0,405	Недопустимо
ТП3	MAX	10,001	5	26,25	0,381	Допустимо
			2,5	25,63	0,39	Допустимо
			0	25	0,4	Недопустимо
			-2,5	24,38	0,41	Недопустимо
			-5	23,75	0,421	Недопустимо
	MIN	9,579	5	26,25	0,365	Недопустимо
			2,5	25,63	0,374	Недопустимо
			0	25	0,383	Допустимо
			-2,5	24,38	0,393	Допустимо
			-5	23,75	0,403	Недопустимо

Критерієм допустимості є нерівність:

$$U_H \leq U_K \leq 1,05 \cdot U_H, \quad (3.18)$$

де $U_H = 0,38$ кВ – номінальна напруга.

Висновок: аналізуючи отримані результати розрахунків впевнюємося, що в обох режимах доцільно вибрати відпайку трансформатора +0 % для всіх ТП.

										Арк
										53
Зм	Арк	№ докум.	Підпис	Дата	MP.5.8.141.117.ПЗ					

4 Розрахунок системи цехового електропостачання

4.1 Вибір схеми цехової мережі

Цехові мережі поділяють на радіальні, магістральні і змішані. Для нашої цехової мережі ми вибираємо радіальну схему, тобто передача електричної енергії відбувається по окремій лінії [10]. В даній мережі від розподільчого щита ТП відходять лінії розподільчих пунктів (РП) і ЕП великої потужності (більш 55 кВт). (рис. 4.1)

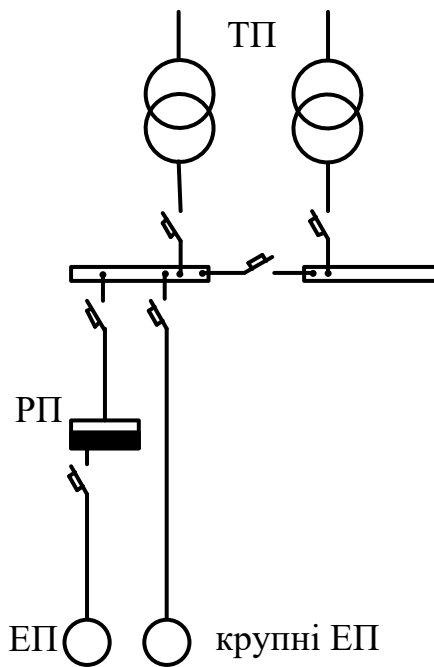


Рисунок 4.1 - Радіальна схема цехової мережі

В радіальних цехових мережах лінії електропередач виконують кабелями. Відгалуження ЕП можуть виконуватися кабелями або проводами.

При відсутності небезпеки механічних пошкоджень рекомендується відкрите прокладання ізольованих проводів і неброньованих кабелів.

					МР.5.8.141.117.ПЗ			
Зм	Арк	№ докум.	Підпис	Дата				
Розроб.	Шерстюк Ю				Розрахунок системи цехового електропостачання	Літ	Аркуш	Аркушів
Керівник.	Лебединский					В	54	128
Н. контр.	Єфімов Г.П				СумДУ ЕТмдн-91п			
Затверд.	Лебединский							

При наявності небезпеки механічних пошкоджень повинні застосовуватися броньовані кабелі або ж передбачається захист від механічних пошкоджень (прокладання проводів в трубах).

При прокладанні всередині приміщень броньовані кабелі не повинні мати поверх броні захисних покриттів, горючих матеріалів. Радіальні схеми забезпечують високу надійність електропостачання.

Від цехової ТП, що прибудована до приміщення котельні буде живитись РП, в якості якого встановлено шкаф серії ЩР - 90, від нього електроприймачі середньої та малої потужності, крупні ЕП такі як: димососи (55 кВт) та насоси води (90 кВт) живляться безпосередньо від РП. Від даного РП отримує живлення і освітлювальне навантаження. Кабелі від ТП до РП прокладено під підлогою та стіною в спеціальному кабельному каналі.

Під'єднання ЕП до РП здійснюється кабелями типу АВВГ, прокладеними в кабельних лотках. Що виконані з негорючих матеріалів.

					МП.5.8.141.117.ПЗ	Арк
Зм	Арк	№ докум.	Підпис	Дата		55

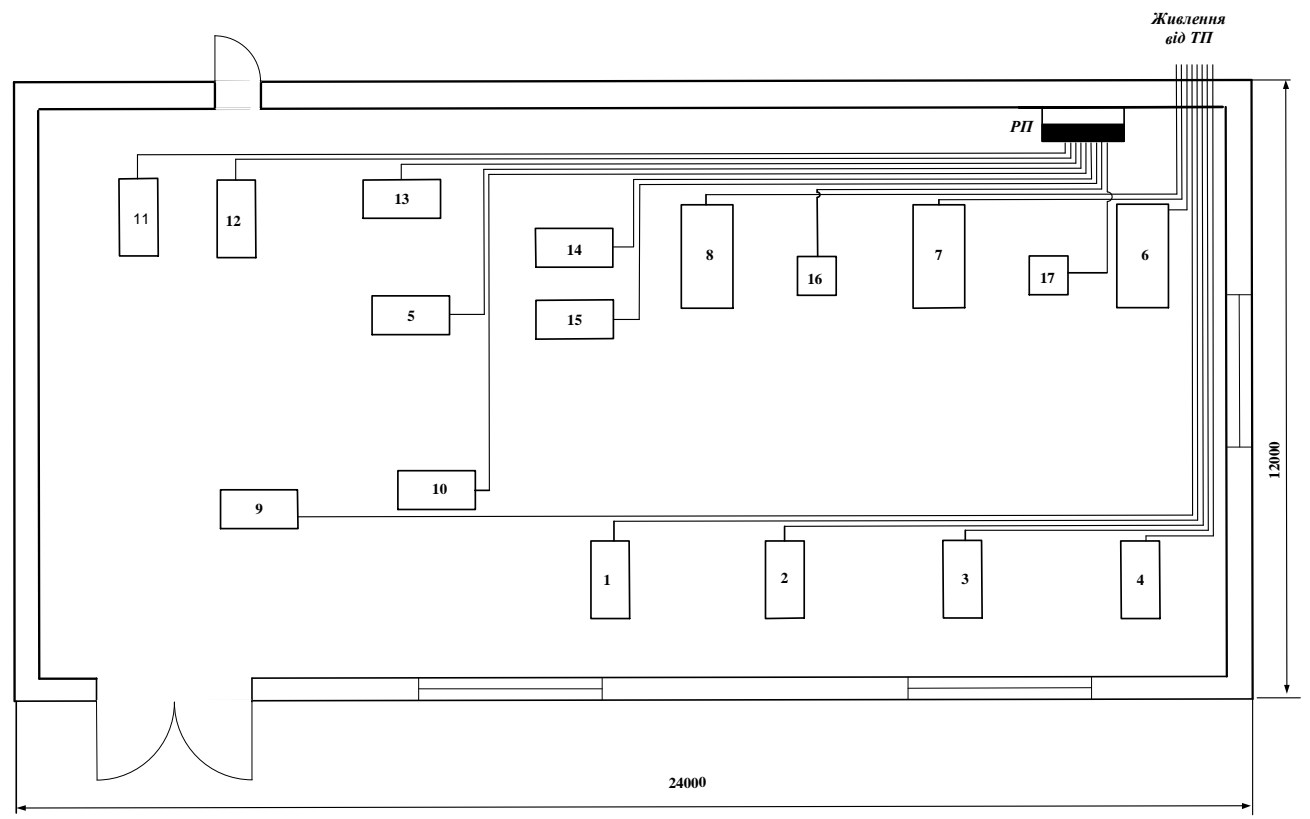


Рисунок 4.2 - Схема цехової мережі котельні

4.2 Вибір комутаційно-захисної апаратури і провідників цехової мережі

Вибираємо комутаційно-захисну апаратуру від ліній ТП до РП і ЕП. Для захисту цих ліній передбачено використання вимикачів ВА51, ВА53 [6].

Вибираємо захисний апарат для лінії ТП – РП

Розрахунковий максимальний струм:

$$I_M = \frac{S_M}{\sqrt{3} \cdot U_{НОМ}} = \frac{298}{\sqrt{3} \cdot 380} = 452 \text{ А} \quad (4.1)$$

де $S_M = 298$ кВА (табл.2.1) - розрахункова максимальна потужність.

Найбільший пусковий струм:

$$I_{п.мах} = 5 \cdot I_{н.мах} = 5 \cdot 76 = 380 \text{ А} \quad (4.2)$$

де $I_{н.мах}$ - номінальний струм ЕП, пусковий струм якого найбільший.

										Арк
										56
Зм	Арк	№ докум.	Підпис	Дата	МР.5.8.141.117.ПЗ					

Продовження таблиці 4.1

1	2	3	4	5	6	7	8
ТП-ЕП1	98,31	491,55	ВА53-33	160	125	1032,26	1250
ТП-ЕП 2	98,31	491,55	ВА53-33	160	125	1032,26	1250
ТП-ЕП 3	98,31	491,55	ВА53-33	160	125	1032,26	1250
ТП-ЕП 4	98,31	491,55	ВА53-33	160	125	1032,26	1250
РП-ЕП 5	71,5	357,49	ВА51-33	160	80	750,73	800
ТП-ЕП 6	159	795	ВА53-35	250	160	1669,51	1920
ТП-ЕП 7	159	795	ВА53-35	250	160	1669,51	1920
ТПЕП 8	159	795	ВА53-35	250	160	1669,51	1920
ТП-ЕП 9	104,45	522,27	ВА53-33	160	125	1096,78	1250
РП-ЕП 10	75,97	379,84	ВА53-33	160	80	797,65	800
РП-ЕП 11	71,5	357,49	ВА53-33	160	80	750,73	800
РП-ЕП 12	71,5	357,49	ВА53-33	160	80	750,73	800
РП-ЕП 13	53,62	268,12	ВА51-33	160	80	563,05	800
РП-ЕП 14	9,83	49,16	ВА51-25	25	12,5	103,23	125
РП-ЕП 15	20,89	104,45	ВА51-25	25	25	219,36	250
РП-ЕП 16	56,98	284,88	ВА51-33	160	80	598,24	800
РП-ЕП 17	56,98	284,88	ВА51-33	160	80	598,24	800

Продовження таблиці 4.1

Лінія	Тип пров	Спосіб покл	S, мм ²	Ідоп	L, м	ΔU,В
1	9	10	11	12	13	14
ТП-РП	2хАВВГ	В каналі	3х185	270	2	2,1
ТП-ЕП1	АВВГ	В лотках	4х50	110	20,5	2,4

Продовження таблиці 4.1

1	9	10	11	12	13	14
ТП-ЕП 2	АВВГ	В лотках	4x50	110	17	1,99
ТП-ЕП 3	АВВГ	В лотках	4x50	110	13,5	1,58
ТП-ЕП 4	АВВГ	В лотках	4x50	110	12	1,41
РП-ЕП 5	АВВГ	В лотках	4x25	75	14	2,34
ТП-ЕП 6	АВВГ	В лотках	4x95	170	3,2	0,34
ТП-ЕП 7	АВВГ	В лотках	4x95	170	7,5	0,79
ТПЕП 8	АВВГ	В лотках	4x95	170	11,5	1,21
ТП-ЕП 9	АВВГ	В лотках	4x50	170	25	2,96
РП-ЕП 10	АВВГ	В лотках	4x35	90	17,8	1,12
РП-ЕП 11	АВВГ	В лотках	4x25	75	18	3
РП-ЕП 12	АВВГ	В лотках	4x25	75	16,3	4,19
РП-ЕП 13	АВВГ	В лотках	4x16	60	13,2	2,56
РП-ЕП 14	АВВГ	В лотках	4x2,5	19	11	1,54
РП-ЕП 15	АВВГ	В лотках	4x4	27	14	3,92
РП-ЕП 16	АВВГ	В лотках	4x16	60	7	1,36
РП-ЕП 17	АВВГ	В лотках	4x16	60	3	0,58

Перевіримо вибрані перерізи за допустимими втратами напруги. Для перевірки втрат напруги візьмемо найбільш електрично віддалений електроприймач – насос води:

Втрати напруги в лінії ТПЗ-РП:

$$\Delta U = 1 \cdot \frac{P_M \cdot R_{\text{ПІТ}} + Q_M \cdot X_{\text{ПІТ}}}{U_{\text{НОМ}}} \quad (4.5)$$

$$\Delta U_1 = 2 \cdot \frac{202 \cdot 1,54 + 159 \cdot 0,072}{380} = 1,7 \text{ В}$$

Втрати напруги в лінії РП-ЕП-10:

$$\Delta U_2 = 17,8 \cdot \frac{440 \cdot 0,548 + 30 \cdot 0,065}{380} = 1,12 \text{ В}$$

Таким чином, загальні втрати напруги:

$$\Delta U = \Delta U_1 + \Delta U_2 = 1,7 + 1,12 = 2,82 \text{ В,}$$

що є меншим допустимого значення 5 % (19 В).

4.3 Розрахунок освітлювальної мережі котельні

На промислових підприємствах близько 10 % використаної електроенергії витрачається на електричне освітлення. Умови штучного освітлення на промислових підприємствах створюють великий вплив на зорову працездатність, фізичний і моральний стан людини, а отже на продуктивність праці, якість продукції і виробничий травматизм. По функціональному призначенню розрізняють наступні види освітлення: робоче, аварійне і евакуаційне [10].

Робоче освітлення створює потрібну по нормам освітленість, забезпечуючи тим самим необхідні умови роботи при нормальному режимі експлуатації споруди. Проектування освітлювальних установок полягає в розробці світлотехнічного та електричного розділів.

Визначимо необхідну кількість світильників для загального освітлення котельні. Розрахунки проведемо за методом коефіцієнта використання, який враховує відбивну складову освітленості від робочої поверхні, стелі і стін приміщення.

Для освітлення приміщення оберемо вибухозахищені світильники ЛСП-03ВЕх з лампами ЛБ-80. Мають ступінь захисту IP54 можуть застосовуватись у вибухонебезпечних зонах класу 21, 22. Температура оточуючого середовища при експлуатації от +5° С до +40° С

Роботи в котельні відносяться до VI розряду робіт, тому приймаємо норму освітлення $E_n = 100 \text{ лк}$.

Визначаємо розрахункову висоту установки світильників:

					МР.5.8.141.117.ПЗ	Арк
Зм	Арк	№ докум.	Підпис	Дата		60

$$h = H - (h_P + h_{\Pi}) = 6,3 - (0,8 + 0,5) = 5 \text{ м} \quad (4.6)$$

де H – висота приміщення, м

h_P – висота робочої поверхні, м

h_{Π} – висота підвісу світильників, м

h – розрахункова висота, м

За [6] приймаємо коефіцієнти відбивання поверхонь:

$$r_{\Pi} = 30 \%, r_C = 30 \%, r_P = 10 \%,$$

де r_{Π} , r_C , r_P - коефіцієнти відбивання стелі, стін і робочої поверхні відповідно.

За розмірами приміщення визначаємо індекс приміщення:

$$\varphi = \frac{A \cdot B}{h \cdot (A + B)} = \frac{24 \cdot 12}{5 \cdot (24 + 12)} = 1,6 \quad (4.7)$$

де A - довжина приміщення, м;

B - ширина приміщення, м.

За знайденим індексом приміщення по таблиці вибираємо коефіцієнт використання для світильників ЛСП $\eta = 49 \%$.

Коефіцієнт запасу обираємо: $K_3 = 1,5$.

Коефіцієнт нерівномірності освітлення для люмінесцентних ламп приймаємо: $z = 1,1$

Визначимо кількість світильників:

$$N_{\text{світ}} = \frac{E_H \cdot S \cdot K_3 \cdot Z}{\Phi_L \cdot n \cdot \eta} = \frac{100 \cdot 286 \cdot 1,5 \cdot 1,1}{4170 \cdot 1 \cdot 0,49} = 12 \quad (4.8)$$

де S - площа приміщення, м²;

Φ_L - світловий потік лампи ЛБ-80, лм;

n - кількість ламп.

Визначимо встановлену потужність:

$$P_{\text{вст}} = N \cdot n \cdot P_L \cdot k_{\text{вт}} = 12 \cdot 2 \cdot 0,08 \cdot 1,2 = 2,3 \text{ кВт} \quad (4.9)$$

Питома потужність освітлювальної установки:

					MP.5.8.141.117.ПЗ	Арк
Зм	Арк	№ докум.	Підпис	Дата		61

4.3 зображено схему живлячої мережі від РП до щитків робочого освітлення ЩО (а) і від РП до щитка аварійного освітлення ЩО-а (б).



Рисунок 4.3 – Схема живлячої мережі
а) робочого освітлення
б) аварійного освітлення

Визначаємо момент навантаження для першої лінії М₁ та лінії аварійного освітлення М_а:

$$L_1 = L_2 = 4,3 + 24 = 28,3 \text{ м}$$

де 4,3 м – висота підйому проводу; приймаючи, що ЩО встановлено приблизно на висоті 1,5м

$$M = P \cdot L \quad (4.12)$$

$$M_{1,2} = \frac{2,3}{2} \cdot 23 = 26,45 \text{ кВт} \cdot \text{м}$$

$$M_a = 0,32 \cdot (4,3 + 18) = 7,1 \text{ кВт} \cdot \text{м}$$

$$M_{\text{РП}} = 2,3 \cdot 10 = 23 \text{ кВт} \cdot \text{м}$$

Розраховуємо переріз:

$$S_{\text{розр}} = \frac{M}{C \cdot \Delta \cdot U_{\text{доп}}} \quad (4.13)$$

$$S_{\text{розр1,2}} = \frac{26,45}{7,4 \cdot 2,5} = 1,43 \text{ мм}^2$$

$$S_{\text{розрА}} = \frac{7,1}{7,4 \cdot 2,5} = 0,4 \text{ мм}^2$$

2. Для зручності результати заносимо до таблиці 1.4.

Таблиця 4.5 - Ділянки освітлювальних ліній та величини умовних освітленостей

№ ділянки	r_n м	r_n^l в.о.	L_n м	L_n^l в.о.	e
1	9	1.8	10	1.6	12
2	3	0.6	10	1.6	100
3	9	1,8	10	1.6	12
4	9	1.8	14	2.8	15
5	3	0.6	14	2.8	120
6	9	1.8	14	2.8	15
					$\sum e=274$

1. Знаходимо світловий потік за формулою:

$$\Phi' = \frac{1000 \cdot E_n \cdot k \cdot h}{\mu \cdot \sum e} = \frac{1000 \cdot 150 \cdot 1,5 \cdot 5,6}{1,1 \cdot 274} = 2488 \text{ лм} \quad (4.14)$$

2. Отже, вибираємо лампи ЛБ-80 з світловим потоком $\Phi_{л} = 4960$ лм.

3. Повний світловий потік ламп в ряду :

$$\Phi = \Phi' \cdot L = 2937 \cdot 24 = 59712 \text{ лм} \cdot \text{м}$$

8. Кількість світильників з двома лампами ЛБ-2x80 при розрахунковому світловому потоці лампи в ряду:

$$N_p = \frac{\Phi}{n \cdot \Phi_{л}} = \frac{59712}{2 \cdot 4960} = 6 \text{ світ.}$$

9. Сумарна довжина світильників і ряду:

$$L_{св} = N_p \cdot L_{св} = 6 \cdot 1,69 = 10,4 \text{ м}$$

$$L_p = N_{св} \cdot L_{св} + N_{від} \cdot \lambda = 6 \cdot 1,69 + 5 \cdot 1,7 = 18,64 \text{ м}$$

де λ - відстань між світильниками,

$N_{від}$ - кількість проміжків між світильниками.

											Арк
Зм	Арк	№ докум.	Підпис	Дата							66

5 Розрахунок струмів короткого замикання

5.1 Розрахунок струмів короткого замикання в мережах 10 кВ

Розрахунок струму короткого замикання проводиться для вибору або перевірки параметрів електрообладнання, а також для вибору або перевірки уставок релейного захисту та автоматики [10].

Складаємо розрахункову схему (спрощену однолінійну схему електроустановки), на якій вказуємо всі елементи, які впливають на струм КЗ, намічаємо точки КЗ (рисунок 5.1).

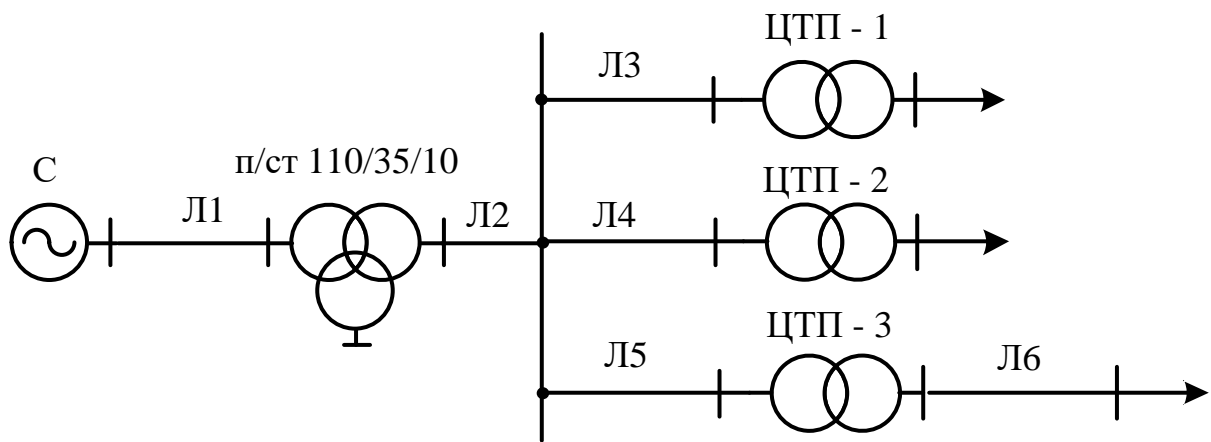


Рисунок 5.1 - Розрахункова схема

Складемо схему заміщення електричної системи. Трансформаторні зв'язки замінюються електричними – елементами з магнітозв'язаними колами вводяться в схему заміщення у вигляді відповідних еквівалентних електричних опорів.

					МР.5.8.141.117.ПЗ		
Зм	Арк	№ докум.	Підпис	Дата			
Розроб.	Шерстюк Ю				Літ	Аркуш	Аркушів
Керівник.	Лебединский				В	67	128
Н. контр.	Єфімов Г.П				СумДУ ЕТмдн-91п		
Затверд.	Лебединский						
Розрахунок струмів короткого замикання							

$$r_{Л4} = r_o \cdot L_4 \cdot \frac{S_6}{U_{64}^2} = 0,62 \cdot 0,47 \cdot \frac{1,5}{10,5^2} = 0,00004$$

$$x_{Л4} = x_o \cdot L_4 \cdot \frac{S_6}{U_{64}^2} = 0,09 \cdot 0,047 \cdot \frac{1,5}{10,5^2} = 0,00006$$

$$z_{Л4} = \sqrt{r_{Л4}^2 + x_{Л4}^2} = \sqrt{0,00006^2 + 0,00004^2} = 0,0004$$

$$r_{Л5} = r_o \cdot L_5 \cdot \frac{S_6}{U_{64}^2} = 0,443 \cdot 0,003 \cdot \frac{1,5}{10,5^2} = 0,00002$$

$$x_{Л5} = x_o \cdot l_5 \cdot \frac{S_6}{U_{64}^2} = 0,086 \cdot 0,003 \cdot \frac{1,5}{10,5^2} = 0,000004$$

$$z_{Л5} = \sqrt{r_{Л5}^2 + x_{Л5}^2} = \sqrt{0,00002^2 + 0,000004^2} = 0,0002$$

$$r_{Л6} = r_o \cdot L_6 \cdot \frac{S_6}{U_{64}^2} = 0,94 \cdot 0,002 \cdot \frac{1,5}{0,4^2} = 0,018$$

$$x_{Л6} = x_o \cdot L_6 \cdot \frac{S_6}{U_{64}^2} = 0,12 \cdot 0,002 \cdot \frac{1,5}{10,5^2} = 0,023$$

$$z_{Л6} = \sqrt{r_{Л6}^2 + x_{Л6}^2} = \sqrt{0,018^2 + 0,023^2} = 0,029$$

де r_o - питомий активний опір кабелю даного перерізу, Ом/км;

x_o - питомий реактивний опір; Ом/км.

При розрахунку струмів КЗ приймаємо, що завод живиться джерелом нескінченної потужності, тоді струм КЗ приймаємо незатухаючим:

$$I_C = I_{II} = I_{0,2} = I_{\infty}$$

$I_{0,2}$ – значення I_{Σ} для $t = 0,2$ хв., необхідне для перевірки вимикача за вимикаючим струмом;

I_{∞} - діюче значення струму К.З., який встановився.

Приймаємо: $I_{КЗ} = I_{II} = I_{\infty}$

Якщо активний опір вітки не перевищує 30 % її індуктивного опору, то визначення періодичної складової струму КЗ проводиться при умові $r_{\Sigma} = 0$ {3}.

						Арк
						70
Зм	Арк	№ докум.	Підпис	Дата	МР.5.8.141.117.ПЗ	

$$x_7 = x_c + x_{Л1} + x_{Т1в} + x_{Т1н} + x_{Л2} = 1 + 0,00051 + 0,023 + 0,013 + 0,0039 = 1,04$$

$$x_8 = z_{Л3} + x_{ЦТП.1} = 0,0002 + 0,075 = 0,075$$

$$x_9 = z_{Л4} + x_{ЦТП.2} = 0,0004 + 0,075 = 0,075$$

$$x_{10} = z_{Л5} + x_{ЦТП.3} + z_{Л6} = 0,0002 + 0,075 + 0,075 = 0,15$$

$$x_{11} = \frac{x_8 \cdot x_9 + x_9 \cdot x_{10} + x_8 \cdot x_{10}}{x_8 + x_9 + x_{10}} = \frac{3 \cdot (0,075 \cdot 0,075)}{0,075 + 0,075 + 0,075} = 0,075$$

$$x_{\Sigma K1} = \frac{x_7 \cdot x_{11}}{x_7 + x_{11}} = \frac{0,075 \cdot 1,04}{0,075 + 1,04} = 0,07$$

Струм КЗ, кА;

$$I_{K1}^{(3)} = I_{п0}^{(3)} = \frac{E_c''}{X_{\Sigma K1}} \cdot I_{Б1} = \frac{1}{0,07} \cdot 0,082 = 1,17 \text{ кА}$$

$$\text{де } I_{Б1} = \frac{S_B}{\sqrt{3} \cdot U_{Б3}} = \frac{1,5}{\sqrt{3} \cdot 10,5} = 0,082 \text{ кА}$$

Ударний струм КЗ, кА:

$$I_y = \sqrt{2} \cdot I_{п0} \cdot \left(1 + e^{\frac{-0,01}{T_a}}\right) = \sqrt{2} \cdot 1,17 \cdot \left(1 + e^{\frac{-0,01}{0,012}}\right) = 2,37 \quad (5.4)$$

де T_a – постійна часу затухання аперіодичної складової струму трьохфазного КЗ.

$$T_a = \frac{X_{\Sigma}}{\omega \cdot R_{\Sigma}} = \frac{0,07}{314 \cdot 0,018} = 0,012 \quad (5.5)$$

де X_{Σ} - сумарний реактивний опір в даній тачці КЗ.

R_{Σ} - сумарний активний опір в даній точці КЗ, Ом.

Час протікання КЗ до повного вимкнення вимикача, хв:

$$t_{\text{вим}} = t_{р.з} + t_{п.в} = 1,5 + 0,12 = 1,62 \quad (5.6)$$

де $t_{р.з}$ - витримка часу спрацювання основного РЗ, с;

$t_{п.в}$ - повний час відімкнення вимикача, хв.

					MP.5.8.141.117.ПЗ	Арк
Зм	Арк	№ докум.	Підпис	Дата		71

Тепловий імпульс струму К.З. віддаленого (при живленні від системи) та

$$t_{\text{ВИМ}} \geq (1 \div 2) T_a \text{ кА}^2\text{с},$$

$$B_K = (I_{n0})^2 \cdot (t_{\text{ВИДК}} + T_A) = 1,17^2 \cdot (1,62 + 0,012) = 2,23 \quad (5.7)$$

Розрахунковий час початку розмикання контактів вимикача, с:

$$\tau = t_{\text{РЗ.МИН}} + t_{\text{СВ}} = 0,01 + 0,09 = 0,1 \quad (5.8)$$

де $t_{\text{РЗМИН}}$ - мін час спрацьовування РЗ [8], хв;

$t_{\text{СВ}}$ - власний час відключення вимикача до моменту розмикання головних контактів, хв.

Значення аперіодичної складової струму КЗ в момент часу t , кА:

$$i_{\text{ост}} = \sqrt{2} \cdot I_{n0} \cdot e^{\frac{-\tau}{T_A}} = \sqrt{2} \cdot 1,17 \cdot e^{\frac{-0,1}{0,012}} = 0,004 \quad (5.9)$$

Мінімальний переріз кабелю за умовою струму КЗ, мм²:

$$S_{\text{МИН}} = \frac{\sqrt{B_K} \cdot 10^3}{C} = \frac{\sqrt{2,23} \cdot 10^3}{100} = 14,93 \quad (5.10)$$

де C - функція, яку визначаємо для даного кабелю за [8].

5.2 Розрахунок струмів короткого замикання в мережах до 1000 В

Розрахунки струмів короткого замикання необхідно проводити щоб перевірити провідники та апарати захисту на термічну стійкість струмів короткого замикання [6, 10].

Для розрахунків необхідно скласти розрахункову схему заміщення.

Розрахунки струмів короткого замикання в мережах до 1 кВ промислових підприємств мають свої характерні особливості, які дозволяють, з однієї сторони, спростити проведення розрахунків, а з другої сторони – підвищити точність розрахунків.

					MP.5.8.141.117.ПЗ	Арк
Зм	Арк	№ докум.	Підпис	Дата		72

1. Розрахунки струмів КЗ при напрузі до 1 кВ виконуються в іменованих одиницях, і всі опори схеми заміщення проводяться до ступені напруги, де вибрана точка КЗ.

2. Для всіх елементів цехової розподільчої мережі характерна співвимірюваність активних і реактивних складових комплексів опорів. При цьому неврахування активних опорів приводить до суттєвої похибки розрахунків.

3. Опір комутаційних і вимірювальних апаратів однакові по величині з опорами інших елементів мережі.

Складаємо розрахункову схему: $S_{НОМ.Т} = 1000$ кВА.

Опори трансформатора: $R_T = 1,7$ мОм, $X_T = 8,6$ мОм.

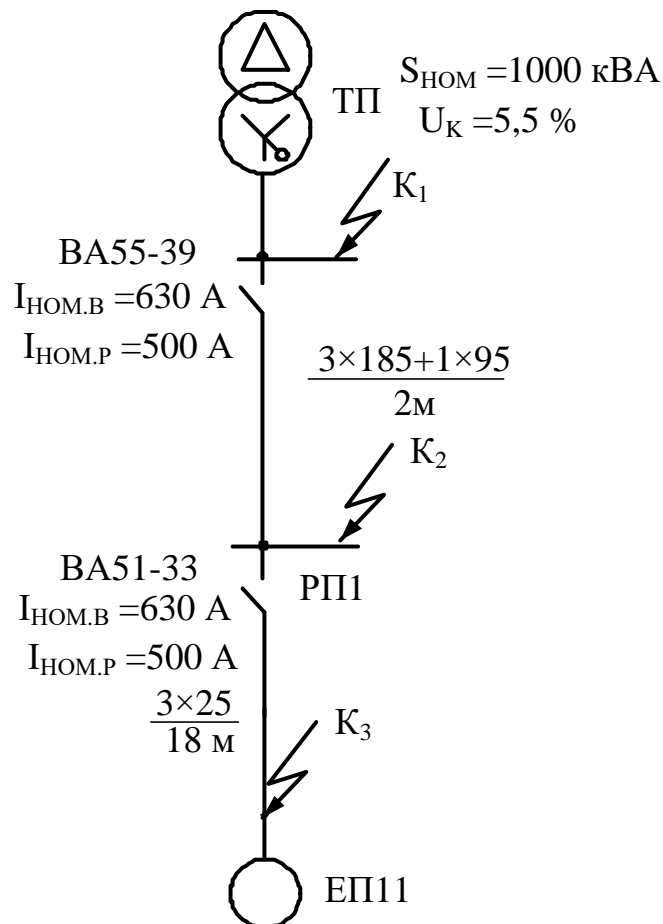


Рисунок 5.4 – Розрахункова схема мережі

Струм трифазного КЗ на шинах ТП:

									Арк
									73
Зм	Арк	№ докум.	Підпис	Дата					

$$I_{KR}^{(3)} = \frac{1,05 \cdot U_H}{\sqrt{3} \cdot Z_\Sigma}, \quad (5.11)$$

де Z_Σ – повний опір трансформатора.

$$I_{K3}^{(3)} = \frac{1,05 \cdot 380}{\sqrt{3} \cdot \sqrt{1,7^2 + 8,6^2}} = 26,28 \text{ кА.}$$

Струм КЗ, зумовлений гальмуванням електродвигунів:

$$I_{KD}^{(3)} = \frac{2,29 \cdot S_{\text{ном.т}}}{\sqrt{3} \cdot U_H} = \frac{2,29 \cdot 1000}{\sqrt{3} \cdot 380} = 3,48 \text{ кА,} \quad (5.12)$$

Максимальне значення струму КЗ на шинах ТП:

$$I_{K1}^{(3)} = I_{KR}^{(3)} + I_{KD}^{(3)} = 26,28 + 3,48 = 29,76 \text{ кА,} \quad (5.13)$$

Отже, вимикачі, вибрані для установки на ТП, умовам комутаційної здатності відповідають, адже

$$I_{\text{н.відк}} > I_{K1}^{(3)} \quad 160 \text{ кА} > 29,76 \text{ кА}$$

Максимальне значення струму трифазного КЗ на РП:

$$I_{K2}^{(3)} = \frac{1,05 \cdot U_{\text{ном}}}{\sqrt{3} \cdot \sqrt{(R_T + R_{\text{пит}} \cdot 1)^2 + (X_T + X_{\text{пит}} \cdot 1)^2}}, \quad (5.14)$$

$$I_{K2}^{(3)} = \frac{1,05 \cdot 380}{\sqrt{3} \cdot \sqrt{(10^{-3} \cdot (1,22 + 9,4 \cdot 2))^2 + (10^{-3} \cdot (5,5 + 1,18 \cdot 2))^2}} = 10,71 \text{ кА}$$

Отже, вимикачі задовольняють умову комутаційної здатності:

$$I_{\text{н.відк}} \geq I_{K2}^{(3)} \quad 160 \text{ кА} > 10,71 \text{ кА}$$

Перевіримо можливість його використання за середнім струмом КЗ.

						МР.5.8.141.117.ПЗ	Арк
Зм	Арк	№ докум.	Підпис	Дата			74

Визначимо значення трифазного струму КЗ з врахуванням струмо-обмежуючої дії дуги:

$$I_{\text{KR2}}^{(3)} = \frac{1,05 \cdot U_{\text{НОМ}}}{\sqrt{3} \cdot \sqrt{(R_{\text{T}} + R_{\text{П}} + R_{\text{ПНТ}} \cdot 1)^2 + (X_{\text{T}} + X_{\text{ПНТ}} \cdot 1)^2}} \quad (5.15)$$

$$I_{\text{KR2}}^{(3)} = \frac{1,05 \cdot 380}{\sqrt{3} \cdot \sqrt{(1,22 \cdot 10^{-3} + 20 + 0,0094 \cdot 2)^2 + (5,5 \cdot 10^{-3} + 0,00118 \cdot 2)^2}} = 11,5 \text{ кА}$$

Середнє значення струмів трифазного КЗ в точці К2:

$$I_{\text{к.ср2}}^{(3)} = \frac{I_{\text{к2}}^{(3)} + I_{\text{KR2}}^{(3)}}{2} = \frac{10,71 + 11,5}{2} = 11,12 \text{ кА}, \quad (5.16)$$

Таким чином, за середнім значенням струму КЗ автомат проходить.

Перевіримо термічну стійкість кабелів до дії струмів КЗ. Мінімальний переріз кабельних ліній:

$$S_{\text{min}} = \frac{I_{\text{KR2}}^{(3)} \cdot \sqrt{t_{\text{відкл}}}}{C_{\text{T}}} \cdot 1000 = \frac{11,5 \cdot \sqrt{0,14}}{92} \cdot 1000 = 46,77 \text{ мм}^2,$$

де $t_{\text{відкл}}$ – час відключення струму короткого замикання:

$$t_{\text{відкл}} = t_{\text{с.в}} + t_{\text{д}} + T_{\text{а}} = 0,1 + 0,01 + 0,03 = 0,14.$$

Як бачимо $S_{\text{min}} < S_{\text{пр}}$ ($S_{\text{пр}} = 185 \text{ мм}^2$), отже провідники вибрано правильно.

Струм однофазного КЗ в точці з врахуванням перехідного опору в кінці лінії ТП-РП1 :

$$I_{\text{к2}}^{(1)} = \frac{U_{\text{ф.НОМ}}}{\frac{Z_{\Sigma}^{(1)}}{3} + Z_{\text{ф-н}} \cdot 1} \quad (5.18)$$

де $Z_{\Sigma}^{(1)} = \sqrt{(2R_{\text{T}} + R_{\text{ОТ}} + 3R_{\text{пер}})^2 + (2X_{\text{T}} + X_{\text{ОТ}})^2}$ – повний опір силового

трансформатора струмам однофазного КЗ з урахуванням перехідного

					МР.5.8.141.117.ПЗ	Арк
Зм	Арк	№ докум.	Підпис	Дата		75

опору до точки КЗ;

R_{0T} , X_{0T} – активний і реактивний опори нульової послідовності трансформатора;

l – відстань до місця КЗ.

$$Z_{\Sigma}^{(1)} = \sqrt{(2 \cdot 1,7 + 19,6 + 3 \cdot 20)^2 + (2 \cdot 8,6 + 60,6)^2} = 113,76 \text{ мОм.}$$

$$I_{к2}^{(1)} = \frac{220}{\frac{113,76}{3} + 81 \cdot 2,5} = 0,915 \text{ кА.}$$

Струм однофазного КЗ на затискачах ЕП 11:

$$I_{к3}^{(1)} = \frac{U_{\text{ф.НОМ}}}{\frac{Z_{\Sigma}^{(1)}}{3} + Z_{\text{Ф-Н}} \cdot 1} = \frac{220}{\frac{277,5}{3} + 3,08 \cdot 25 + 19,2 \cdot 24} = 0,35 \text{ кА} \quad (5.19)$$

5.3 Вибір обладнання ТП та розподільчих мереж

Вибір високовольтних вимикачів

Високовольтні вимикачі вибираються за номінальним струмом з врахуванням післяаварійних режимів в період ремонту та можливих нерівномірностей розподілу струму між лініями та секціями шин [6, 11]:

$$U_{\text{НОМ.В}} \geq U_{\text{НОМ.мер}}$$

$$I_{\text{НОМ.В}} \geq I_{\text{МАХ}}$$

Розрахунок струмів для нормального та післяаварійного режимів живлячої лінії 10 кВ, А:

$$I_{\text{Pi}} = \frac{S_{\text{М}}}{2 \cdot \sqrt{3} \cdot U_{\text{Н}}} = \frac{3230}{2 \cdot \sqrt{3} \cdot 10} = 93,53 \text{ А} \quad (5.20)$$

$$I_{\text{МАХ}} = \frac{S_{\text{М}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{Н}}} = \frac{3239,95}{\sqrt{3} \cdot 10} = 187 \text{ А} \quad (5.21)$$

Для встановлення на стороні 10 кВ виберемо вакуумні вимикачі типу ВВЭ-10-20/630УЗ:

									Арк
									76
Зм	Арк	№ докум.	Підпис	Дата					

$$U_{\text{НОМ.В}} = 10 \text{ кВ} = U_{\text{НОМ.С}} = 10 \text{ кВ}$$

$$I_{\text{НОМ.В}} = 630 \text{ А} > I_{\text{МАХ}} = 187 \text{ А}$$

Визначимо струм приєднання на ЦРП - ТП1, ЦРП-ТП2, ЦРП-ТП3, А:

$$I_{\text{П1}} = \frac{S_{\text{РТП1}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{Н}} \cdot 2} = \frac{1443,23}{2 \cdot \sqrt{3} \cdot 10} = 41,66 \text{ А}$$

$$I_{\text{П2}} = \frac{S_{\text{РТП2}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{Н}} \cdot 2} = \frac{1074,8}{2 \cdot \sqrt{3} \cdot 10} = 31,03 \text{ А}$$

$$I_{\text{П3}} = \frac{S_{\text{РТП3}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{Н}} \cdot 2} = \frac{1319,6}{2 \cdot \sqrt{3} \cdot 10} = 38,09 \text{ А}$$

$$I_{\text{МАХ}} = \frac{1,4 \cdot S_{\text{РТП}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{Н}}} = \frac{1,4 \cdot 1000}{\sqrt{3} \cdot 10} = 80,2 \text{ А}$$

Для встановлення вимикачів на приєднаннях вибираємо вимикачі типу ВВЭ-10-20/630УЗ:

Згідно з ГОСТ-967-78 високовольтні вимикачі повинні бути перевірені на ко-мутаційну здатність, на динамічну стійкість, а також по термічній стійкості до дії струмів КЗ.

Так, як $\tau > 90 \text{ мс}$, то приймаємо $\beta_{\text{н}} = 0$. Умови вибору та порівняння даних при-ведені в таблиці 5.1

Таблиця 5.1 – Перевірка вибраних вимикачів

Умови вибору	Дані ввімкнення	Розрахункові дані
$I_{\text{НОМ.ВІДК}} \geq I_{\text{К.З}}$	$I_{\text{НО.МВІДК}} = 12,5 \text{ кА}$	$I_{\text{КЗ}} = 1,17 \text{ кА}$
$\sqrt{2} I_{\text{НОМ.ВІДК}} \geq \sqrt{2} \cdot I_{\text{К.З}} + i_{\text{Ат}}$	$\sqrt{2} \cdot I_{\text{НОМ.ВІДК}} = 2 \cdot 12,5 = 17,6 \text{ кА}$	$\sqrt{2} \cdot I_{\text{К.З}} + i_{\text{Ат}} = \sqrt{2} \cdot 1,17 + 0,004 = 1,66 \text{ кА}$

										Арк
										77
Зм	Арк	№ докум.	Підпис	Дата	МР.5.8.141.117.ПЗ					

$i_{\text{дин}} \geq i_{\text{уд}}$	$i_{\text{дин}} = 52 \text{ кА}$	$i_{\text{уд}} = 2,37 \text{ кА}$
$I_{\text{дин}} \geq I_{\text{к.з}}$	$I_{\text{дин}} = 20 \text{ кА}$	$I_{\text{к.з}} = 1,17 \text{ кА}$
$I_{\text{м}}^2 \cdot t_{\text{м}} \geq B_{\text{к}}$	$12,5^2 \cdot 4 = 625 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_{\text{к}} = 2,23 \text{ кА}^2\text{с}$

По даним порівняння та вибору ми переконались, що даний тип вимикача може бути використаний для встановлення на ЦРП.

Вибір та перевірка роз'єднувача.

Вибір роз'єднувача обмежується визначенням необхідних робочих параметрів:

- по напрузі $U_{\text{вст}} \geq U_{\text{ном}}$
- по тривалому струмі $I_{\text{норм}} \geq I_{\text{ном}}$
- по електродинамічній стійкості $i_{\text{уд}} > i_{\text{дин}}$
- по термічній стійкості $B_{\text{к}} = I_{\text{тер}}^2 \cdot t_{\text{тер}}$

Розрахунок та каталожні дані необхідні для вибору роз'єднувача приведені в таблиці 5.2 Вибираємо роз'єднувач по струму максимальної потужності при з'єднаннях.

Таблиця 5.2 – Дані для вибору роєднувача

Розрахункові дані	Каталожні дані
$U_{\text{вст}} \geq 10 \text{ кВ}$	$U_{\text{ном}} = 10 \text{ кВ}$
$I_{\text{max}} = 80,2 \text{ А}$	$I_{\text{ном}} = 400 \text{ А}$
$i_{\text{уд}} = 2,37 \text{ кА}$	$I_{\text{дин}} = 10 \text{ кА}$
$B_{\text{к}} = 2,23 \text{ кА}^2\text{с}$	$I_{\text{тер}}^2 \cdot t_{\text{тер}} = 6,3^2 \cdot 4 = 158,74 (\text{кА}^2\text{с})$

Приймаємо для встановлення роз'єднувач типу РЛНД-10/400У1.

6 Релейний захист

6.1 Вибір приладів для релейного захисту

Вибір трансформаторів струму

Трансформатори струму призначені для зменшення первинного струму до значення, найбільш придатного для приладів, якими ми вимірюємо та для реле, а також для відокремлення ланцюгів вимірювання та захисту від первинних ланцюгів високої напруги [12].

Усі трансформатори струму перевіряються за такими умовами:

– за напругою:

$$U_{\text{вст}} < U_{\text{ном}}$$

– за струмом :

$$I_{\text{мах}} \leq I_{\text{ном}}$$

– за електродинамічною стійкістю:

$$I_{\text{дин}} \leq I_y$$

– за термічною стійкістю:

$$W_k \leq I_{\text{терм}} \cdot t_{\text{терм}}$$

– за вторинною напругою:

$$Z_2 \leq Z_{\text{ном}}$$

Зведемо в таблицю 6.1 вторинні навантаження трансформаторів струму.

Таблиця 6.1- Вторинні навантаження трансформаторів струму

Прилади	Тип	Навантаження фаз		
		А	В	С
Ватметр	Д-355	0,5	—	0,5
Ватметр	Д-355	0,5	—	0,5
Лічильник акт. енергії	САЗ-И680	2,5	—	2,5
Амперметр реєструючий	Н-344	—	10	—
Ватметр реєструючий	Н-348	10	—	10
Усього		13,5	10	13,5

					МР.5.8.141.117.ПЗ			
Зм	Арк	№ докум.	Підпис	Дата				
Розроб.	Шерстюк Ю				Релейний захист	Літ	Аркуш	Аркушів
Керівник.	Лебединский					В	79	128
Н. контр.	Єфімов Г.П				СумДУ ЕТмдн-91п			
Затверд.	Лебединский							

Виходячи з таблиці ми бачимо, що найбільш завантаженими фазами є фази А та С.

Розрахуємо струм найважчого режиму, кА:

$$I_{\text{MAX}} = \frac{S_{\text{P}}^{\Sigma}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{H}} \cdot 0,95} = \frac{3240}{\sqrt{3} \cdot 10 \cdot 0,95} = 197 \text{ кА} \quad (6.1)$$

де S_{P}^{Σ} – повна розрахункова потужність заводу в цілому, кВА;

U_{H} – номінальна напруга мережі, кВ.

Загальний опір приладів, Ом:

$$R_{\text{IP}} = \frac{S_{\text{IP}}}{I_{2\text{H}}^2} = \frac{13,5}{5^2} = 0,54 \quad (6.2)$$

де S_{IP} – потужність, яку споживають прилади;

$I_{2\text{H}}$ – вторинний номінальний струм приладу, А.

Опір контакторів приймаємо рівним 0,1 Ом, так як в схему приєднань приладів входе більше ніж два прилади.

Схема приєднання приладів зображена на рисунку 6.1

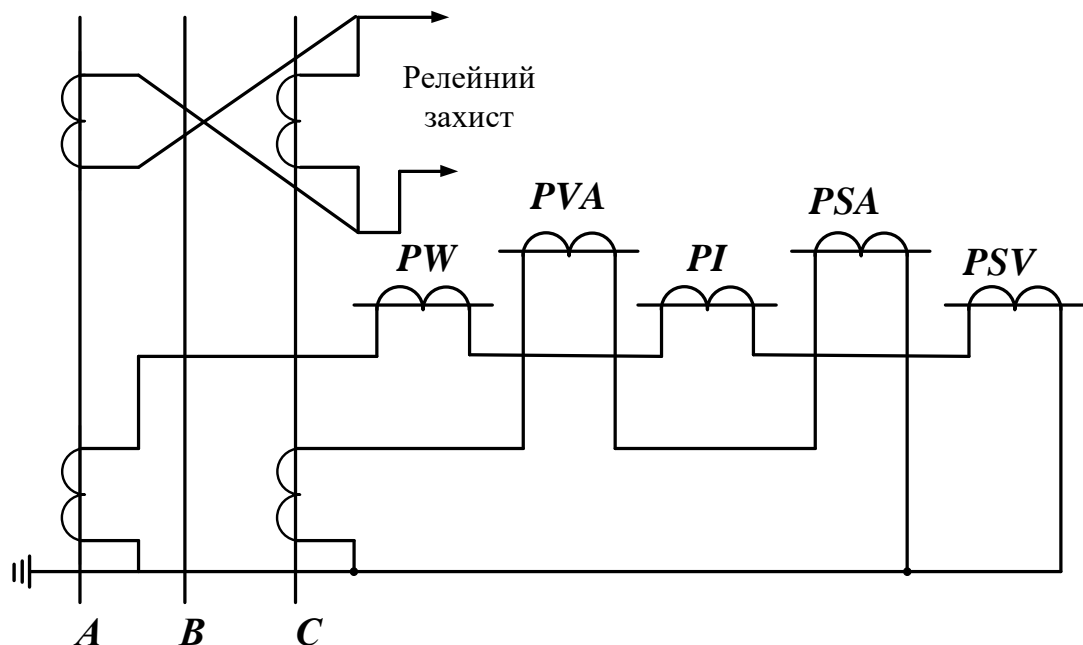


Рисунок 6.1- Схема підєднання приладів

Опір провідників, Ом:

										Арк
										80
Зм	Арк	№ докум.	Підпис	Дата						

Вибір трансформаторів напруги

Трансформатор напруги призначений для зниження високої напруги до стандартного значення 100 або $100/\sqrt{3}$, та для відокремлення ланцюгів вимірювання від первинних ланцюгів високої напруги. Первинна обмотка трансформатора напруги ввімкнена на напругу мережі, а до вторинної обмотки приєднані паралельно котушки вимірювальних приладів та реле.

Для підключення лічильників потрібен трансформатор напруги типу НТМИ з класом точності 0,5.

Трансформатор напруги вибираємо за такими умовами:

- за напругою: $U_{вст} \leq U_{ном}$
- за конструкцією та схемою з'єднання обмоток;
- за класом точності;
- за вторинним навантаженням: $S_{2\Sigma} < S_{2ном}$.

де $S_{2ном}$ - номінальна потужність в вибраному класі точності, при цьому потрібно мати на увазі, що для однофазних тр-рів, з'єднаних в зірку, потрібно брати сумарну потужність усіх фаз;

$S_{2\Sigma}$ - навантаження на всіх вимірювальних приладах та реле, приєднаних до тр-ра напруги. Вторинне навантаження трансформатора напруги.

Таблиця 6.3-Класифікація приладів

Прилад	Тип	Потужність однієї обмотки	Кількість обмоток	sinφ	cosφ	К-сть приладів	Загальна потужність.	
							Р,Вт	Р,Вт
Ватметр	Д-355	2	1	0	1	1	2	—
Варметр	Д-355	1.5	2	0	1	2	6	—
Лічильник акт. енергії	И-680	2	2	0,93	0,38	1	4	9,7
Лічильник реакт. енергії	И-673	3	2	0,93	0,38	1	4	9,7
Всього							16	9,7

						MP.5.8.141.117.ПЗ	Арк
Зм	Арк	№ докум.	Підпис	Дата			82

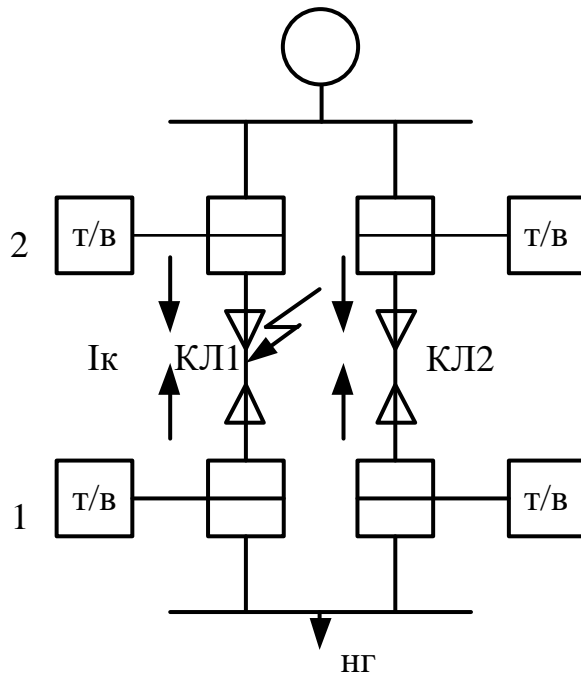


Рисунок 6.2 –Схема максимального струмового направленою захисту, який встановлюється на кінцях паралельних ліній

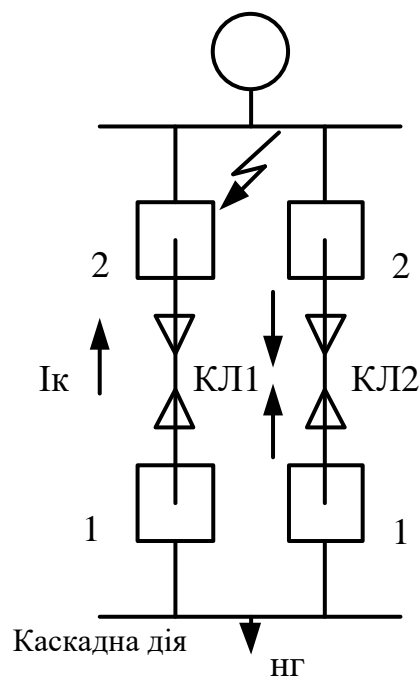


Рисунок 6.3 – Схема каскадної дії направленою захисту

Направлений захист виконаний на змінному оперативному струмі. В якості пускових реле, встановлених в цій схемі, використовуємо реле типу РТ-8. В цьому

					МР.5.8.141.117.ПЗ	Арк
Зм	Арк	№ докум.	Підпис	Дата		84

захисті не потребується окремих реле часу. Можна встановити відсічку, яка буде спрацьовувати при струмах близьких до КЗ миттєво.

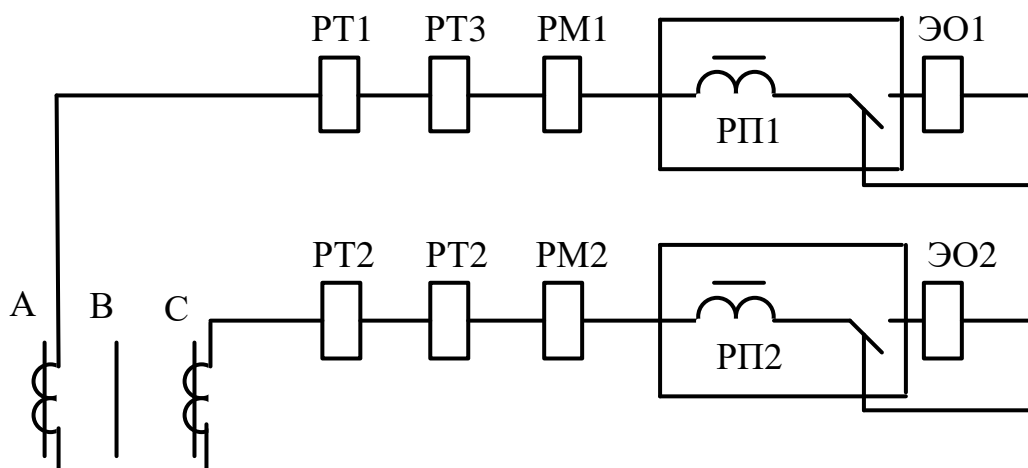


Рисунок 6.4 – Схема струмових кіл струмового направленої захисту з допоміжною ступенню

PT1, PT2- реле струмове, типу РТ-80 направленої захисту;

PT3, PT4- реле струмове, типу РТ-80 направленої захисту;

PH1, PH2- струмові обмотки реле направленої потужності;

PP1, PP2- проміжне реле типу РП-3413;

ЭО1, ЭО2- електромагніти відключення вимикача.

Недоліком направленої захисту є існування "мертвої зони" при близьких трифазних КЗ, коли напруга падає до нуля і обертальний момент реле PH1, PH2 також дорівнює нулю. Але при встановленні тепер існуючих реле направлення потужності типу РБМ-171, яка має високу чуттєвість, довжина "мертвої зони" лише декілька процентів від довжини лінії. Уставки направлених захистів паралельних КЛ. повинні забезпечувати спрацювання цих захистів при КЗ в живлячій мережі, коли по КЛ можуть проходити достатньо великі струми, які генеруються двигунами навантаження. На підприємстві струми, які генерують двигуни, швидко затухають, тому направлений струмовий захист виконують з витримкою 0,3-0,5 хв., що забезпечує її відстройку від великих струмів КЗ.

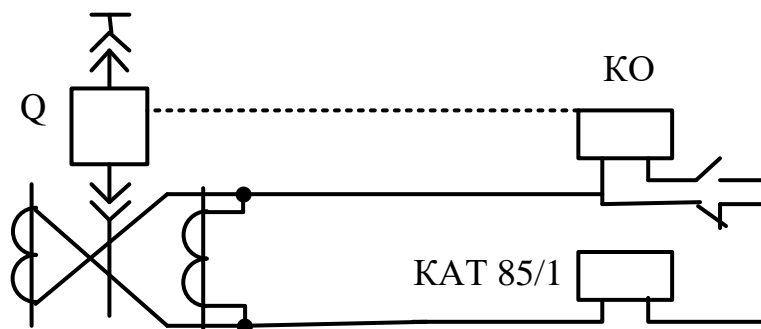


Рисунок 6.5 – Захист комплектних трансформаторних підстанцій

Згідно з ПУЕ, для трансформаторів повинні бути передбачені пристрої РЗ. від:

- багатозфазних КЗ в обмотках та на виводах;
- однофазні КЗ на землю в обмотках та на виводах, приєднаних до мережі з глухо заземленою нейтраллю;
- виткових замикань в обмотках;
- однофазних замикань на землю в мережах 0,35-10 кВ;
- струмів в обмотках, обумовлених зовнішнім КЗ;
- струмів в обмотках від перевантаження;
- зниження рівня масла.

Розрахунок параметрів спрацювання МСЗ зводиться до вибору струму спрацювання захисту:

$$I_{C.3} \geq \frac{K_H \cdot K_{C3}}{K_{II}} \cdot I_{роб.мах} \quad (6.8)$$

де K_H - коефіцієнт надійності, який враховує похибку реле та необхідний запас,

$K_H=1,2-1,15$;

K_B - коефіцієнт повернення (відношення струму повернення до струму спрацювання реле) дорівнює 0,85.

K_{C3II} - коефіцієнт самозапуску, рівний 2,7;

$I_{роб. MAX}$ - максимальне значення струму навантаження лінії з урахуванням викання резервної лінії, $I_{роб. MAX} = 1,3-1,4$ від $I_{ном}$.

										Арк
										86
Зм	Арк	№ докум.	Підпис	Дата	МР.5.8.141.117.ПЗ					

Струм спрацювання реле:

$$I_C = \frac{I_{C3} \cdot K_{C.X}}{K_{TC}} \quad (6.4)$$

де K_{TC} – коефіцієнт трансформації трансформатора струму ;

$K_{C.X}$ – коефіцієнт схеми, який дорівнює в даному випадку $\sqrt{3}$.

Всі розрахунки зводимо в таблицю 6.5.

Таблиця 6.5 – Розрахунок чутливості релейного захисту до струмів КЗ

$S_{ном.тр}$, кВА	$I_{р.мах}$, А	I_{C3} , А	$I_{C3.тр1}$, А	$I_{C.p}$, кА	$I_K^{(3)}$, кА	$K_{ч}$
1000	38,02	80,2	100,25	1,2	1,7	2,4

Значення коефіцієнту чутливості для тр-рів з НН 0,23-0,4 кВ дорівнює або більший 2 .

Вибраність захисту забезпечується вибором витримки часу за умовою:

$$t_2 = t_1 + \Delta t \quad (6.5)$$

де t_2 – витримка часу захисту, яка розміщена ближче до джерела живлення в зрівнянні з захистом, який має витримку часу t_1 .

Δt – ступінь вибраності захисту, дорівнює 0,6 - 1.

На рисунку 6.7. приведена схема захисту цехових трансформаторів при встановленні на стороні ВН високовольтних вимикачів, захист виконано з реле косвенної дії типу РТ-85/1 з залежною характеристикою:

6.3 Захист силових трансформаторів

В процесі експлуатації можливі пошкодження в трансформаторах і на їх з'єднаннях з комутаційними апаратами. Можуть бути також небезпечні ненормальні режими роботи, не пов'язані з пошкодженням трансформатора і його з'єднань.

Можливість пошкоджень і ненормальних режимів обумовлює необхідність встановлення на трансформаторах захисних пристроїв [12].

Основними видами пошкоджень є багатofазні і однофазні короткі замикання в обмотках на виводах трансформатора, а також "пожежа сталі" магнітопровода.

"Пожежа сталі" магнітопровода виникає при порушенні ізоляції між листами магнітопровода, що веде до збільшення втрат на перемагнічування та вихрові струми.

Втрати викликають місцевий нагрів сталі, що призводить до подальшого руйнування ізоляції. Для маслonaповнених трансформаторів захист від даного виду пошкодження є газова, основана на використанні явища газоутворення.

Газовий захист не діє при коротких замиканнях на виводах трансформатора і його з'єднаннях, тому для відключення трансформатора при цих видах пошкоджень на трансформаторах передбачається струмовий захист від багатofазних коротких замикань. Він містить дві ступені: першу - струмову відсічку без видержки часу, другу - максимальний струмовий захист від одноразових коротких замикань.

Струмовий захист встановлюємо зі сторони джерела живлення безпосередньо у вимикача, при цьому в зону дії захисту входять трансформатор і його з'єднання з вимикачем спрацювання, захист діє на відключення вимикача.

					MP.5.8.141.117.ПЗ	Арк
Зм	Арк	№ докум.	Підпис	Дата		90

7 Економічна частина

7.1 Розрахунок капіталовкладень

Капіталовкладення являють собою сукупність усіх витрат на створення нових або модернізацію діючих основних фондів. Знання одноразових капітальних витрат, що включають вартість устаткування і будівельно-монтажних робіт, необхідно при проектуванні будь-якого об'єкта [18].

Зумовлені на основі «Збільшених показників вартості елементів електропостачання», які були розроблені з метою полегшення розрахунків, капітальні вкладення в кабельні лінії повинні враховувати вартість спорудження траншей, тунелів, естакад і т.д.. Капіталовкладення в повітряні ЛЕП і електроустаткування визначають по повній вартості спорудження з урахуванням монтажу і будівельної частини.

При відсутності даних на нове обладнання і матеріали можна користуватися прейскурантами і ціниками на електромонтажні роботи, а також збільшеними будівельними нормами на конструкції, частини будинків і види робіт.

Сумарні капіталовкладення у систему електропостачання підприємства можуть бути розраховані за наступними формулами:

а) для електричних ліній:

$$K_{\text{Л}} = (K_{\text{пит}} \cdot k_{\text{л}} + K_{\text{прокл}}) \cdot L, \quad (7.1)$$

де $K_{\text{пит}}$ - питома вартість на 1 км лінії, тис.грн./км ;

L - довжина лінії електропередачі, км.

$$K_{\text{ЛЦРП-ТП}} = (2 \cdot 11,8 + 2,73) \cdot 0,018 = 0,47 \text{ тис.грн.}$$

Для інших ліній розрахунки робляться аналогічно, результати розрахунків заносимо в таблицю 7.1.

Таблиця 7.1 – Розрахунок капіталовкладень в електричні лінії

					МР.5.8.141.117.ПЗ		
Зм	Арк	№ докум.	Підпис	Дата			
Розроб.	Шерстюк Ю				Економічна частина		
Керівник.	Лебединский						
Н. контр.	Єфімов Г.П				Літ	Аркуш	Аркушів
Затверд.	Лебединский				В	91	128
					СумДУ ЕТмдн-91п		

Назва ліній	Марка кабелю	Кількість	Довжина, км	К _{пит} , тис.грн/км	Прокладка тис.грн/км	К, тис.грн
ЦРП - ТП1	ААБ (3×50)	2	0,018	11,8	2,73	0,47
ЦРП - ТП2	ААБ (3×50)	2	0,047	11,8	2,73	1,24
ЦРП - ТП3	ААБ (3×35)	2	0,003	10,5	2,73	0,071
Разом:						1,78

б) для електричних підстанцій, тис. грн.:

$$K_{\text{ПС}} = \sum_{i=1}^l n_i \cdot K_{\text{од.і}} + K_{\text{ПОСТ}}, \quad (7.2)$$

де $K_{\text{од.і}}$ – вартість однієї трансформаторної підстанції (ТП) із трансформаторами визначеного діапазону потужності ;

n_i - кількість ТП даного виду, шт.;

l - число різновидів ТП у схемі електропостачання;

$K_{\text{ПОСТ}}$ - постійні витрати, що мало залежать від потужності підстанції і зв'язані з устроєм території, з створенням майстерень, лабораторій і диспетчерських пунктів, з будівництвом житла і т.д..

Для ТП1, тис. грн.:

$$K_{\text{ПС}} = 155 \text{ грн};$$

Результати розрахунків заносимо в таблицю 7.2.

Таблиця 7.2 – Розрахунок капіталовкладень в трансформаторні підстанції

№	Тип	К _{ПОСТ} , тис.грн	К _{од} тис.грн	К _{ПС} тис.грн
ЦТП1	2(ТМ-1000)	0	154,78	154,78
ЦТП2	2(ТМ-1000)	0	154,78	154,78
ЦТП3	2(ТМ-1000)	0	154,78	154,78
Разом:				773,9

									Арк
									92
Зм	Арк	№ докум.	Підпис	Дата	МР.5.8.141.117.ПЗ				

7.2 Річні витрати і втрати електроенергії

Показники витрати і втрат потрібні для визначення собівартості 1 кВт·год. електроенергії, що споживається підприємством [18].

Річні витрати активної електроенергії промислового підприємства визначаються як сума витрат електроенергії силових і освітлювальних споживачів з урахуванням втрат у лініях і трансформаторах. У даному випадку рекомендується виконувати розрахунок кількості корисної електроенергії виходячи з установленної потужності електроспоживачів цехів, коефіцієнта попиту і числа годин використання максимуму навантаження, тис. кВт·год./рік:

$$E_a = K_{\text{пі}} \cdot P_{\text{ні}} \cdot T_{\text{мі}}, \quad (7.3)$$

де $P_{\text{ні}}$ – розрахункове (тривале максимальне) навантаження цеху, кВт;

$T_{\text{мі}}$ – річна кількість годин використання максимуму активного навантаження, год;

$K_{\text{пі}}$ – коефіцієнт попиту по активній потужності групи електроприймачів.

Величина T_m у середньому за рік складає: для освітлювальних навантажень 1500...2000 год; для однозмінних підприємств - 2000...3000 год; для двозмінних 3000...4500 год і тризмінних 4500...8000 год.

Річна втрата активної електроенергії для миючого відділу:

$$E_a = 0,82 \cdot 221,19 \cdot 4500 = 685682 \text{ кВт} \cdot \text{год} / \text{рік}.$$

Оскільки решта розрахунків виконуються аналогічно, то зведемо їх до таблиці 7.3

Таблиця 7.3 - Розрахунок річної втрати активної електроенергії цехів

№	Назва цеху	Кількість змін	$T_{\text{мі}}$, год	$P_{\text{розр}}$, кВт	$K_{\text{пі}}$	E_a , кВт·год/рік
1	Спиртовий цех	3	4500	804,34	0,75	2714651
2	Пектиновий цех	3	4500	515,63	0,7	1624235
3	Приймальне відділення	1	2000	7,04	0,5	7036,64

4	Ремонтна майстерня	2	3000	26,63	0,4	31955,9
5	Гараж	1	2000	3,51	0,4	2807,68
6	Прохідна	3	4500	2,71	0,8	9741,6
7	Спиртосховище	2	3000	1,71	0,6	3086,64
8	Котельня	3	4500	221,19	0,82	816195,2
9	Адміністративний корпус	1	2000	11,50	0,5	11495
10	Градирня	2	3000	16,51	0,65	32190,44
11	Збірники барди	1	2000	6,75	0,55	7428,432
12	Сушильне відділення ЦСКД	2	3000	27,27	0,45	36819,36
13	ЦСКД	2	3000	60,91	0,6	109636,4
14	Кислотне господарство	1	2000	6,84	0,4	5470,208
15	Гаражі	1	2000	2,66	0,35	1861,776
16	Бардонасосна	3	4500	89,03	0,7	280446,6
17	КНС (бардоями)	1	2000	26,81	0,65	34857,78
18	Насосна станція	1	2000	51,75	0,75	77621,76
19	Градирня №2	2	3000	3,64	0,4	4371,84
20	Пост охорони	3	4500	0,43	0,5	968,04
21	Заправочна	2	3000	2,83	0,3	2547,936
22	Склад	1	2000	0,64	0,5	638,58
23	Гараж, склад	1	2000	4,78	0,4	3825,152
	Всього			1705,60		5819889,8

Кількість електроенергії, розрахована раніше, не враховує втрат у внутрішньо-заводській розподільній мережі. Тому до отриманого результату додамо втрати в лініях і трансформаторах.

Розрахунок втрат електроенергії в лініях, кВт·год./рік:

$$\Delta E_{\text{л}} = 3 \cdot I_{\text{М}}^2 \cdot R \cdot \tau \cdot 10^{-3} \quad , \quad (7.4)$$

де $I_{\text{М}}$ – максимальний струм у лінії, А;

τ – час максимальних втрат, год/рік. Його величина визначається по $T_{\text{м}}$.

R – активний опір проводу або кабелю однієї фази, Ом.

$$R = \frac{r_0}{n} \cdot L; \quad (7.5)$$

									Арк
									94
Зм	Арк	№ докум.	Підпис	Дата	MP.5.8.141.117.ПЗ				

де r_0 - питомий опір однієї фази кабелю, Ом / км.

Необхідно пам'ятати, що для двох паралельно працюючих ліній активний опір зменшується вдвічі, отже, у два рази нижче будуть і втрати електроенергії;

Розрахуємо час максимальних втрат за формулою:

$$\tau_i = \left(0,124 + \frac{T_i}{10000} \right)^2 \cdot 8760. \quad (7.6)$$

Для лінії ЦРП-ЦТП1

$$\tau_{\text{ЦРП-ЦТП1}} = \left(0,124 + \frac{4500}{10000} \right)^2 \cdot 8760 = 2886,2 \frac{\text{год}}{\text{рік}}.$$

Активний опір однієї фази кабелю для лінії ЦРП -ТП1:

$$R = \frac{0,62}{2} \cdot 0,018 = 0,0056 \text{ Ом}$$

Таким чином, для лінії ГПП-ТП1 отримаємо:

$$\Delta E_{\text{л1}} = 3 \cdot 35,28^2 \cdot 0,0056 \cdot 2886,21 \cdot 10^{-3} = 60136,8 \frac{\text{кВт} \cdot \text{год}}{\text{рік}}.$$

Розрахунок виконуємо в табличній формі, результати наведені в таблиці 7.4.

Таблиця 7.4 – Розрахунок втрат електроенергії в лініях

Найменування ліній	Марка кабелю	r_0 , $\frac{\text{Ом} \cdot \text{мм}^2}{\text{км}}$	L, км	R, Ом	I_m , А	τ , год	$\Delta E_{\text{л}}$, $\frac{\text{кВт} \cdot \text{год}}{\text{рік}}$
ЦРП-ТП1	ААБ (3×50)	0,62	0,018	0,0056	35,28	2886,21	60136,8
ЦРП-ТП2	ААБ (3×50)	0,62	0,047	0,0146	31,03	2886,21	121471
ЦРП- РПЗ	ААБ (3×70)	0,75	0,003	0,002	38,09	2886,21	3354,43
Всього:							184962,15

Втрати енергії групи однакових паралельно включених трансформаторів можуть бути визначені по формулі, кВт·год./рік:

$$\Delta E_{\text{Т}} = n \cdot \Delta P_x \cdot T_p + \frac{1}{n} \cdot \Delta P_k \left(\frac{S_{\Phi}}{S_H} \right)^2 \cdot \tau, \quad (7.7)$$

де n – число трансформаторів у групі;

									Арк
									95
Зм	Арк	№ докум.	Підпис	Дата	МР.5.8.141.117.ПЗ				

ΔP_{κ} і ΔP_{χ} – номінальні (табличні) втрати відповідно короткого замикання і холостого ходу, кВт;

T_p – час роботи трансформаторів, год/рік (звичайно приймається рівним 8760 годин).

Втрати енергії в трансформаторах ЦТП1:

$$\Delta E_T = 2 \cdot 2,1 \cdot 8760 + \frac{1}{2} \cdot 10,5 \cdot \left(\frac{1354,67}{1000} \right)^2 \cdot 2886,21 = 64600 \frac{\text{кВт} \cdot \text{год}}{\text{рік}}$$

Результати розрахунків заносимо до таблиці 7.5.

Таблиця 7.5 – Розрахунок втрат електроенергії в трансформаторах

№	Тип трансформатора	S_{Φ} , кВА	ΔP_{χ} , кВт	ΔP_{κ} , кВт	S_H , кВт	Кількість	τ	$\frac{\Delta E_T}{\text{кВт} \cdot \text{год}} / \text{рік}$
ТП 1	ТМ – 1000	1354,67	2,1	10,5	1000	2	2886,21	64599
ТП 2	ТМ – 1000	1014,39	2,1	10,5	1000	2	2886,21	52383,83
ТП 3	ТМ – 1000	668,44	2,1	10,5	1000	2	2886,21	43566,42
	Разом:							160549,25

Загальна потреба підприємства в електроенергії, кВт·год/рік:

$$E = E_a + \Delta E_{\text{л}} + \Delta E_T; \quad (7.8)$$

$$E = 5820 + 185 + 160,55,25 = 6165,4 \frac{\text{МВт} \cdot \text{год}}{\text{рік}}$$

7.3 Структура сумарних витрат промислового підприємства на електроенергію

Промислові підприємства, що споживають електроенергію від зовнішнього джерела, з одного боку, оплачують кількість отриманої енергії по тарифу, а з іншого боку - несуть додаткові витрати при передачі і розподілі електроенергії від мереж енергосистеми до цехових споживачів [19]. Отже, загальні (сумарні) витрати підприємства на електроенергію за рік будуть складати, тис. грн./рік:

									Арк
									96
Зм	Арк	№ докум.	Підпис	Дата	МР.5.8.141.117.ПЗ				

$$C_{\text{сум}} = C + C_{\text{н}} = 3206 + 261 = 3467 \frac{\text{тис.грн}}{\text{рік}}, \quad (7.9)$$

де C - плата за електроенергію енергосистемі;

$C_{\text{н}}$ - річні витрати підприємства по передачі і розподілу електроенергії.

Плата за електроенергію розраховуємо по одно ставковому тарифі.

Плата за електроенергію, витрачену промисловим абонентом за визначений період, грн./рік:

$$C = a \cdot E = 0,91 \cdot 6165400 = 5610514 \text{ грн} \quad (7.10)$$

де E – кількість енергії, що споживається, врахована по лічильнику.

a – тарифна плата за електроенергію, ($a = 0,91$ грн/кВт год)

7.4 Складання кошторису річних поточних витрат

Річні витрати промислового підприємства, зв'язані з передачею і розподілом електричної енергії, включають наступні складові, тис.грн./рік [19]:

$$C_{\text{н}} = C_{\text{обс}} + C_{\text{тр}} + C_{\text{а}} + C_{\text{пр}} = 126 + 46,56 + 45,54 + 43,13 = 261 \frac{\text{тис} \cdot \text{грн}}{\text{рік}}, \quad (7.11)$$

де $C_{\text{обс}}$ - витрати підприємства на матеріали і зарплату персоналу при обслуговуванні електромереж і устаткування, грн/рік.;

$C_{\text{тр}}$ - річні витрати на поточний ремонт устаткування і мереж, грн/рік;

$C_{\text{а}}$ - амортизаційні відрахування при експлуатації електроустановок підприємства, грн/рік;

$C_{\text{пр}}$ - інші витрати, грн/рік.

Одна із задач економічної частини саме і полягає в розрахунку названих елементів. У першу чергу це стосується витрат, необхідних для обслуговування електроустановок і мереж $C_{\text{обс}}$, а також витрат по їхньому поточному ремонту $C_{\text{тр}}$, що включають:

									Арк
									97
Зм	Арк	№ докум.	Підпис	Дата	МР.5.8.141.117.ПЗ				

а) основну зарплату відповідних робітників з нарахуваннями:

- пенсійне страхування – 32 %;
- соціальне страхування – 4 %;
- фонд зайнятості – 1,5 %;

б) вартість матеріалів, що витрачаються.

7.4.1 Розрахунок чисельності ремонтного та обслуговуючого персоналу

Витрати підприємства на зарплату визначаються на основі розрахунку чисельності експлуатаційних і ремонтних робітників. Основним критерієм при цьому є кількість і вигляд електрообладнання загальнозаводської частини енергогосподарства [20].

Кількість робітників, необхідна для технічного обслуговування і поточного ремонту всього енергоустаткування і мереж, визначається виходячи з трудомісткості робіт, що виконуються. При цьому рекомендується скористатися нормативами системи ППР обладнання і мереж промислової енергетики .

Персонал для ремонтних робіт:

$$N_{\text{тр}} = \frac{T_{\text{тр}}}{\Phi_{\text{д}} \cdot K_{\text{вн}}} = \frac{230}{1900 \cdot 1,1} = 0,11 \approx 2 \text{ чол} \quad (7.12)$$

де $T_{\text{тр}}$ - річна планова трудомісткість поточного ремонту, чол-год;

$\Phi_{\text{д}}$ - дійсний (ефективний) фонд часу роботи одного робочого в рік; звичайно приймається рівним 1850-1900 г;

Експлуатаційні робітники, чол.:

$$N_{\text{обс}} = \frac{T_{\text{обс}}}{\Phi_{\text{д}} \cdot K_{\text{вн}}} = \frac{2171}{1900 \cdot 1,05} = 1,09 \approx 2 \text{ чол}; \quad (7.13)$$

(люд).

									Арк
									98
Зм	Арк	№ докум.	Підпис	Дата					

$K_{вн}$ – плановий коефіцієнт виконання норм для даної категорії робітників. При розрахунках можна брати для ремонтного персоналу його значення 1,1, а для експлуатаційного - 1,05;

$T_{обс}$ – річна планова трудомісткість технічного обслуговування з обліком трудозатрат на огляди (перевірки, іспити), створювані як самостійні операції, люд-год.

Планова трудомісткість відповідного виду робіт T ($T_{тр}$, $T_{обс}$) залежить від кількості однотипного устаткування, трудомісткості одиниці цих робіт і числа їх повторень протягом року.

Згідно ПУЕ приймаємо $N_{тр} = 2$ люд., $N_{обс} = 2$ люд.

Планову трудомісткість, люд-год:

$$T = \Pi \cdot t_{норм} \cdot h, \quad (7.14)$$

де Π - число ремонтів даного виду в рік, на одиницю обладнання;

$t_{норм}$ - норма трудомісткості поточного ремонту або огляду, люд-год;

h - кількість обладнання певного діапазону потужності, що належить цьому виду ремонтних робіт.

Для вимикачів:

$$T = 1 \cdot 8 \cdot 9 = 72 \text{ люд} \cdot \text{год}.$$

Планова трудомісткість технічного обслуговування кожної групи енергетичного устаткування і мереж складає, люд.-год/рік:

$$T_{т.о} = 12 \cdot t_{тр} \cdot K_{с.р} \cdot K_{зм}, \quad (7.15)$$

де 12 - число місяців у році; e

$t_{тр}$ - планова (таблична) трудомісткість поточного ремонту одиниці устаткування люд.-год;

									Арк
									99
Зм	Арк	№ докум.	Підпис	Дата					

$K_{c.p}$ - коефіцієнт складності ремонту, що показує частку трудомісткості поточного ремонту, необхідну для технічного обслуговування і мереж на кожен місяць планованого року, 1/міс.;

n - кількість обладнання в групі.

Розрахунок виконаємо в таблиці 7.6

Таблиця 7.6 – Розрахунок планової трудомісткості по підприємству

Обладнання	Кількість	Поточний ремонт			Огляд		
		Кількість на одиницю Обладнання рем/рік	Норма трудомісткості люд-год	Загальна трудомісткість люд-год	Кількість на одиницю Обладнання огл/рік	Норма трудомісткості люд-год	Загальна трудомісткість люд-год
1	2	3	4	5	6	7	8
Трансф. струму, шт	3	1	4	12	12	0,5	18
Трансф. напруги, шт	1	1	10	10	12	1	12
Роз'єднувач	2	1	6	12	12	0,5	12
Вимикач 10кВ, шт	9	1	8	72	12	1	108
Трансформатор ТМ-1000/10	6	0,33	60	118,8	12	4,5	324
Кабельна лінія 35 мм ²	0,003	1	30	0,09	1	18	0,054
Кабельна лінія 50 мм ²	0,065	1	75	4,875	1	23	1,5
Разом:				229,77			476

									Арк
Зм	Арк	№ докум.	Підпис	Дата	МР.5.8.141.117.ПЗ				100

Продовження таблиці 7.6

Обладнання	Технічне обслуговування			Загальна	
	Змінність роботи	Коеф. склад. Рем K_{cp}	Кількість міс. в році	Загальна трудо-Місткість люд-год	трудомісткість обслугов. люд-год
1	9	10	11	12	13
Трансф. струму, шт	3	0,1	12	43,2	61,2
Трансф. напруги, шт	3	0,1	12	36	48
Роз'єднувач	3	0,1	12	43,2	55,2
Вимикач 10кВ, шт	3	0,1	12	1080	1368
Трансформатор ТМ-1000/10	3	0,1	12	1296	1620
Кабельна лінія 35 мм ²	3	0,1	12	0,324	0,378
Кабельна лінія 50 мм ²	3	0,1	12	17,55	19,045
Разом:				1695,47	2171,02

7.4.2 Розрахунок витрат по заробітній платі

Основою для розрахунку фондів заробітної плати є системи, що застосовуються при оплаті праці, чисельність експлуатаційного і ремонтного персоналу, діюча тарифна система. Плановим фондом заробітної плати називається сума коштів, що повинна бути нарахована працівниками енергогосподарства за роботу в час планового періоду [21].

Виплата, зв'язана з фактично обробленим часом або виконаною роботою, утворюють основну заробітну плату. В її склад входять: фонд прямої заробітної плати, премії відрядникам і святкові дні, оплата бригадирам за керівництво бригадою, доплата за навчання учнів.

									Арк
									101
Зм	Арк	№ докум.	Підпис	Дата	МР.5.8.141.117.ПЗ				

Суми, не зв'язані з виплатами за фактично вироблений час, являє собою додаткову заробітну плату. Це - доплати підліткам за скорочений робочий день, оплата перерв у роботі матерів, що годують дітей, оплата відпусток і часу виконання державних обов'язків, виплата вихідних допомога, доплата за вислугу років і ін. Для розрахунку оплати праці експлуатаційних робітників у курсовій роботі рекомендується використовувати почасово-преміальну систему, а для ремонтного персоналу - відрядно-преміальну. Преміювання експлуатаційних робітників здійснюється за безаварійну і надійну роботу енергообладнання і мереж, економію енергоресурсів, компенсацію реактивної потужності. Ремонтний персоналу преміюється за високоякісне і своєчасне виконання ремонтних робіт.

Величина премії (відповідно категоріям енергоперсоналу) може бути прийнята в розмірі 20 і 25 %. У цих умовах фонд прямої заробітної плати:

а) для робітників, зайнятих на роботах по експлуатації й обслуговуванню енергообладнання і мереж, грн./рік:

$$\Phi_T = N_{\text{обс}} \cdot \beta_n \cdot t_{\text{ге}} \cdot \Phi_d = 2 \cdot 0,9 \cdot 6,625 \cdot 1900 = 22657 \frac{\text{грн}}{\text{рк}}, \quad (7.16)$$

де Φ_T - заробітна плата робітників-погодинників по тарифу;

$N_{\text{обс}}$ - число експлуатаційного персоналу по списку, люд.;

β_n - коефіцієнт використання річного номінального фонду робочого часу (можна приймати рівним 0,9);

$t_{\text{год.е}}$ - годинна тарифна ставка, що відповідає середньому тарифному розряду експлуатаційних робітників, рівному 3,5 розряду;

$$t_{\text{год.е}} = \frac{K_{\text{ш}} + K_{\text{в}}}{2} \cdot C_1 = \frac{1,18 + 1,47}{2} \cdot 5 = 6,625 \frac{\text{грн}}{\text{год}}, \quad (7.17)$$

Φ_d - ефективний фонд часу одного робітника в рік, г.

									Арк
									102
Зм	Арк	№ докум.	Підпис	Дата	МР.5.8.141.117.ПЗ				

б) для робітників, що виконують поточний ремонт енергоустаткування, фонд прямої заробітної плати розраховується по нормативній трудомісткості робіт, грн./рік:

$$\Phi_C = T_{\text{тр}} \cdot t_{\text{год.р}}, \quad (7.18)$$

де Φ_C - відрядна заробітна плата ремонтників, грн/рік;

$T_{\text{тр}}$ - сумарна річна планова трудомісткість поточного ремонту всіх груп енергообладнання і мереж, люд.-год.

$t_{\text{год.р}}$ - годинна тарифна ставка відрядників, що відповідає середньому розряду ремонтників, прийнята рівна 4,5 розряду;

$$t_{\text{год.р}} = \frac{K_{IV} + K_V}{2} \cdot C_I = \frac{1,32 + 1,47}{2} \cdot 5 = 6,975 \frac{\text{грн}}{\text{год}}, \quad (7.19)$$

$$\Phi_C = 230 \cdot 6,975 = 1604,25 \frac{\text{грн}}{\text{рік}}.$$

Фонд основної заробітної плати, грн/рік:

$$\Phi_0 = \Phi \cdot (1 + 0,05 + 0,01 + \alpha), \quad (7.20)$$

де Φ - тарифний фонд Φ_T експлуатаційних робітників або фонд прямої заробітної плати Φ_C ремонтного персоналу, грн/рік;

0,01 - частка доплат за роботу у святкові дні;

0,05 - частка доплат за роботу в нічний час;

α - частка преміальних доплат для відповідної категорії робітників.

- експлуатаційних робітників:

$$\Phi_{0T} = 22657,5 \cdot (1 + 0,05 + 0,01 + 0,2) = 28548,45 \frac{\text{грн}}{\text{рік}};$$

- ремонтного персоналу:

$$\Phi_{0C} = 1604,25 \cdot (1 + 0,05 + 0,01 + 0,25) = 2101,57 \frac{\text{грн}}{\text{рік}}.$$

					MP.5.8.141.117.ПЗ	Арк
Зм	Арк	№ докум.	Підпис	Дата		103

Величина додаткової заробітної плати визначається в розмірі 15 % по відношенню до фонду основної заробітної плати. Тому сумарна величина фонду з обліком додаткової заробітної плати складе, грн/рік:

$$\Phi_{об} = \Phi_0 \cdot 1,15; \quad (7.21)$$

де Φ_0 – фонд основної заробітної плати відповідно експлуатаційних або ремонтних робітників грн/рік.

$$\Phi_{обГ} = 28548,45 \cdot 1,15 = 32830,7 \frac{\text{грн}}{\text{рік}};$$

$$\Phi_{обС} = 2101,57 \cdot 1,15 = 2416,8 \frac{\text{грн}}{\text{рік}}.$$

З метою утворення фонду соціального страхування виділяються нарахування за рахунок засобів підприємства на заробітну плату. З цього фонду кошти витрачаються на виплату по тимчасовій утраті працездатності, оплату відпусток по вагітності, санаторно-курортні лікування й організацію відпочинку трудящих, оздоровчі заходи для дітей працівників і інше.

Щоб визначити витрати по заробітній платі $C_{зп}$, необхідно у величині сумарного фонду по кожній категорії енергоперсоналу врахувати відрахування на соціальне страхування $\beta_{соц}$, грн/рік:

$$C_{зп} = \Phi_{об} \cdot \left(1 + \frac{\beta_{соц} + \beta_{п} + \beta_{з}}{100} \right); \quad (7.22)$$

$$C_{зп.Г} = 32830,7 \cdot \left(1 + \frac{37,5}{100} \right) = 45142,2 \frac{\text{грн}}{\text{рік}};$$

$$C_{зп.О} = 2416,8 \cdot \left(1 + \frac{37,5}{100} \right) = 3323,1 \frac{\text{грн}}{\text{рік}}.$$

										Арк
										104
Зм	Арк	№ докум.	Підпис	Дата	МР.5.8.141.117.ПЗ					

7.4.3 Планування вартості витрачених матеріалів

Розрахунок потреби необхідної на рік кількості основних матеріалів для усіх видів ремонтів і технічного енергетичного обслуговування устаткування і мереж виробляється на підставі трудомісткості річного плану ППРОСПЄ і приведених норм витрати матеріалів. Якщо на окремі види матеріалів норми відсутні, підприємство саме їх розробляє і затверджує [22].

З метою спрощення планування в системі витрата матеріалів віднесена до 100 люд.-год трудомісткості усіх видів ремонтів, включаючи технічне обслуговування. Таким чином, знаючи трудомісткість плану, легко розрахувати потреби матеріалів.

Річна вартість матеріалів для поточного ремонту кожного виду устаткування мереж, грн/рік:

$$C_{\text{мтр}} = 0,01 \cdot \sum_{i=1}^f T_{\text{м.рi}} \cdot \sum_{j=1}^q m_{\text{м.рj}} \cdot Ц_{\text{мj}}, \quad (7.23)$$

$$C_{\text{мтр}} = 0,01 \cdot (119 \cdot 7566 + (4,88 + 0,09) \cdot 5,542) = 1423 \frac{\text{грн}}{\text{рік}} ;$$

де 0,01 - коефіцієнт приведення ;

f - кількість груп устаткування і мереж у схемі електропостачання;

$T_{\text{трi}}$ - трудомісткість поточного ремонту i -ої групи енергоустаткування, чол.-год;

q - число різновидів матеріалів;

$m_{\text{трj}}$ - норма витрати j -го виду матеріалу на 100 чол.-год трудомісткості поточного ремонту i -ої групи устаткування і мереж;

$Ц_{\text{мj}}$ - ціна одиниці матеріалу, грн.

Аналогічно проводиться розрахунок планової вартості матеріалів для здійснення технологічного обслуговування устаткування і мереж, грн/рік:

									Арк
									105
Зм	Арк	№ докум.	Підпис	Дата					

Продовження таблиці 7.7

Провід кручений, м	0,912	0,3	0,2736
Обтиральні матеріали, кг	9,09	0,4	3,636
Разом:			7566,0
Кабельні лінії			
Сталь сортова, кг	2,497	2	4,994
Електроди, кг	5,484	0,1	0,548
Разом:			5,542

Таким чином, можна розрахувати:

– витрати по обслуговуванню електроустановок і мереж, тис. грн/рік:

$$C_{\text{обс}} = C_{\text{зп.то}} + C_{\text{м.то}} = 3323 + 122571 = 125894 \frac{\text{грн}}{\text{рік}}, \quad (7.25)$$

– витрати по їхньому поточному ремонті, грн/рік:

$$C_{\text{тр}} = C_{\text{зп.тр}} + C_{\text{м.тр}} = 45142 + 1423 = 46565 \frac{\text{грн}}{\text{рік}}, \quad (7.26)$$

7.4.4 Визначення амортизаційних відрахувань і інших витрат

Основні фонди в процесі експлуатації піддаються фізичному і моральному зносу. Це вимагає безупинного їхнього відтворення, а також виконання капітальних ремонтів і модернізації. Засоби, призначені для повної заміни і часткового відновлення основних фондів, називаються амортизаційними відрахуваннями. Вони включаються в собівартість виготовленої на даному підприємстві продукції і реалізуються при її продажі [22].

Амортизаційні відрахування визначаються від первісної вартості ОФ по нормах. Норма амортизації являє собою встановлений у плановому порядку щорічний

									Арк
									107
Зм	Арк	№ докум.	Підпис	Дата	МР.5.8.141.117.ПЗ				

відсоток погашення вартості відповідних ОФ за рахунок амортизаційних відрахувань.

Для визначення річного амортизаційного фонду необхідно знати вартість амортизаційних ОФ (величину капіталовкладень), розрахованих у розділі 3.

Амортизаційні відрахування, тис. грн/рік:

$$C_a = \sum_{i=1}^f P_{ai} \cdot K_i = 0,06 \cdot (1,78 + 774) = 45,54 \frac{\text{тис.грн}}{\text{рік}}; \quad (7.27)$$

де f - число груп енергоустаткування і мереж;

P_{ai} - норма амортизації для даної групи, ;

K_i - капіталовкладення в i -ту групу устаткування системи електропостачання, грн.

Окремою складовою в кошторисі річних поточних витрат, виділяються інші витрати. Вони включають витрати на допоміжні матеріали, послуги виробничим підрозділам підприємства, частина загальнозаводських витрат. Їх можна приймати в розмірі 20 – 30 % суми витрат на обслуговування, поточний ремонт і амортизацію, тис. грн/рік:

$$C_{п.р} = \beta_{п.р} \cdot (C_{обс} + C_{тр} + C_a) = 0,25 \cdot (125894 + 46565 + 45,44) = 43126 \frac{\text{тис} \cdot \text{грн}}{\text{рік}}, \quad (7.28)$$

де $\beta_{п.р}$ - коефіцієнт відрахувань на інші витрати.

Після визначення всіх елементів витрат підприємства, необхідних для передачі і розподілу електроенергії зведемо їх в таблицю 7.8.

					MP.5.8.141.117.ПЗ	Арк
Зм	Арк	№ докум.	Підпис	Дата		108

Таблиця 7.8 – Витрати підприємства, необхідні для передачі і розподілу електроенергії

Стаття	Величина витрат (тис. грн)	Структура, % до підсумку
Витрати по експлуатації енерго- устаткування і мереж	125,8938	48,21
Поточний ремонт	46,564	17,83
Амортизаційні відрахування	45,54	17,44
Інші витрати	43,126	16,52
Разом:	261,124	100

7.5 Розрахунок собівартості електроенергії

Собівартість - це всі грошові витрати підприємства на виробництво і реалізацію продукції. Для підрахунку продукції усі витрати плануються по статтях калькуляції (витрат).

Особливістю визначення собівартості електроенергії є те, що при цьому враховуються не тільки витрати на її трансформацію і передачу, але і вартість енергії, що купляється. Собівартість корисної, споживаної підприємством кіловат-години електроенергії, коп./кВтг:

$$S = \frac{C_{\text{сум}} \cdot 100}{E_a} = \frac{3467132 \cdot 100}{5819890} = 0,596 \frac{\text{грн}}{\text{рік}}, \quad (7.29)$$

де $C_{\text{сум}}$ - величина сумарних витрат підприємства на електроенергію, тис.грн/рік;

E_a - річна кількість корисної споживаної підприємством електроенергії, тобто без обліку втрат у лініях і трансформаторах, кВт.год/рік.

8 Охорона праці

8.1 Технічні рішення з безпечної експлуатації об'єкту

Вихідні дані:

Тип електромережі: трифазна, 4-ри провідна з глухозаземленою нейтраллю.

Величина напруги 380/220 В.

Котельня відноситься до категорії приміщень з особливою небезпекою. Так як можуть бути одночасно присутні наступні фактори: температура повітря може досягати більше 35°C, підвищена вологість, струмопровідна підлога, струмопровідний пил.

Для запобігання електротравмам передбачені організаційні та технічні заходи.

Організаційними заходами, які забезпечують безпечність робіт в електроустановках, є [23]:

- підтвердження переліку робіт, які виконуються по нарядам, розпорядженням та в порядку поточної експлуатації;
- призначення осіб, відповідальних за безпеку виконання (введення) робіт;
- оформлення робіт нарядом, розпорядженням або переліку робіт, які виконуються в порядку поточної експлуатації;
- підготовка робочих місць;
- допуск до робіт;
- нагляд під час проведення робіт;
- переведення на інше робоче місце;
- оформлення перерв в роботі та її закінчення.

Технічними заходами, які забезпечують безпеку робіт в електроустановках є [23]:

- порядок підготовки робочого міста;

					МР.5.8.141.117.ПЗ			
Зм	Арк	№ докум.	Підпис	Дата				
Розроб.	Шерстюк Ю				Охорона праці	Літ	Аркуш	Аркушів
Керівник.	Лебединский					В	111	128
Н. контр.	Єфімов Г.П				СумДУ ЕТмдн-91п			
Затверд.	Лебединский							

- відключення (зняття напруги);
- вивішування плакатів безпеки. Огородження робочого місця;
- перевірка відсутності напруги;
- установка заземлень.

Загальні вимоги:

- установка заземлювачів в електроустановках підстанцій та в розподільчих пристроях;
- заземлення повітряної лінії електропередач;
- зберігання та врахування заземлень.

Роботи по обслуговуванню електродвигунів

При роботі, яка зв'язана з доторканням до струмоведучих частин електродвигуна або до обертових частин електродвигуна, який приводить в рух механізм, необхідно зупинити електродвигун та на його пусковому пристрої або ключі керування повісити плакат "НЕ ВМИКАТИ, ПРАЦЮЮТЬ ЛЮДИ".

При роботі на електродвигуні напругою вище 1000 В або механізму, який він приводить в рух, зв'язаній з доторканням до струмоведучими або обертаючими частинами, з електродвигуна повинна бути знята напруга.

В електроустановках вище 1000 В з кожної сторони, звідки до комутаційних апаратів може бути подана напруга на робоче місце, повинен бути видимий розрив, який створений від'єднанням або зняттям шин та проводів, відключенням роз'єднувачів, зняттям запобіжників, а також відключенням від'єднувачів тз вимикачів навантаження, за винятком тих, у яких автоматичне включенню здійснюється пружинами, встановленими на самих апаратах.

При роботах за межами КРУ на відходячих ПЛ або КЛ на підключеному до них обладнані теліжку з вимикачем необхідно викотити з шафи; верхню заслінку або две-

					MP.5.8.141.117.ПЗ	Арк
Зм	Арк	№ докум.	Підпис	Дата		113

рці закрити на замок та вивісити плакати "НЕ ВМИКАТИ!" або "НЕ ВМИКАТИ! РОБОТА НА ЛІНІЇ".

При наложенні заземлювачів у шкафах КРУ у випадку роботи на відходячих ПЛ необхідно враховувати слідуючи вимоги: ПЛ напругою вище 1000 В заземлюються в усіх РУ і у секційних комутаційних апаратах, де відключена лінія.

Якщо дозволяє конструктивне виконання апаратів та характер роботи, перераховані вище міри можуть бути замінені розшиновкою або від'єднанням кінців кабелю проводів від комутаційного апарату або обладнання, на якому повинна проводитись робота.

Розшиновку або від'єднання кабеля при підготовці робочого місця може виконати ремонтний робітник, який має третю групу. Під наглядом чергового або оперативно-ремонтного робітника. З найближчих до робочого міста струмоведучих частин до наступних доторканню повинна бути знята напруга або вони повинні бути огорожені.

Відключене положення комутаційних апаратів до 1000 В з недоступними для огляду контактами (автомати невидатного типу, пакетні вимикачі, рубильники в закритому виконанні тощо) визначається перевіркою відсутності на їх зажимах або на відходячих шинах, проводах або затискачах обладнання, яке відключається цими комутаційними апаратами.

В електроустановках до 1000 В при роботах на збірних шинах РУ, щитів, сборок напруга з шин повинна бути знята та шини (за винятком шин, які виконані ізольованим проводом) повинні бути заземлені. Необхідність та можливість встановлення на приєднання цих РУ, щитів, сборок та підключеного до них обладнання визначає працівник, який видає наряд (розпорядження).

Перед допуском до роботи на електродвигунах насосів, димососів та вентиляторів, якщо можливо обертання електродвигунів від з'єднаних з ними механі-

					МП.5.8.141.117.ПЗ	Арк
Зм	Арк	№ докум.	Підпис	Дата		114

2) При живленні споживачів струму від мережі 4-ри провідної 3-и фазної з глухо-заземленою нейтраллю, при напрузі до 1000 В, використовується занулення – навмисне електричне з'єднання нормально не струмопровідних елементів устаткування із заземленим нульовим проводом. При зануленні, пробій на корпус призводить до КЗ, фази. Спрацьовує захист від КЗ і пошкоджений споживач відключається від мережі.

Згідно з вимогами нормативів до занулення, повинна бути забезпечена необхідна кратність струму К.З. залежно від типу запобіжного пристрою, повинна бути забезпечена цілісність нульового провідника.

3) Електрозахисні засоби захисту

Персонал, який обслуговує електроустановки, повинен бути забезпечений випробуваними засобами захисту. Перед застосуванням засобів захисту персонал зобов'язаний перевірити їх справність, відсутність зовнішніх пошкоджень, очистити і протерти від пилу, перевірити за штампом дату наступної перевірки. Користуватися засобами захисту, термін придатності яких вийшов, забороняється.

Електрозахисні засоби поділяються на основні та допоміжні.

Основними електрозахисними засобами називаються засоби, ізоляція яких тривалий час витримує робочу напругу, що дозволяє дотикатися до струмопровідних частин, які знаходяться під напругою. До них відносяться (до 1000В): ізолювальні штанги; ізолювальні та струмовимірювальні кліщі; покажчики напруги; діелектричні рукавиці; слюсарно-монтажний інструмент з ізольованими ручками.

Додатковими електрозахисними засобами називаються засоби, які захищають персонал від напруги дотику, напруги кроку та попереджають персонал про можливість помилкових дій. До них відносяться (до 1000 В): діелектричні калоші; діелектричні килимки; переносні заземлення; ізолювальні накладки і підставки; захисні пристрої; плакати і знаки безпеки.

					MP.5.8.141.117.ПЗ	Арк
Зм	Арк	№ докум.	Підпис	Дата		116

8.2 Електробезпека

Напруга силової мережі змінного струму з наглухо заземленою нейтралю – 380/220 В. Для розподілу електроенергії і управління насосами передбачені двохфідерні ящики управління серії Я 5000 і автоматичні вимикачі ВА51-35 та ВА51-31. Силові розподільники мережі виконуються проводами АПВ, які прокладаються по стінам і конструкціям в сталевих трубах [23].

Всі металеві не струмоведучі частини електроприладів зануляються. В якості занулюючих провідників використовуються нульові жили силових кабелів.

Засоби захисту необхідно періодично випробовувати, їх слід захищати від механічних пошкоджень, впливу факторів, що погіршують їх діелектричні властивості.

Згідно ГОСТ 12.1.030 - 81 все обладнання енергоустановок повинно підлягати захисту, для чого необхідно зробити наступне:

- захисне відключення – забезпечується пристроєм, який швидко відключає несправну ділянку мережі при виникненні напруги, небезпечної для людини;
 - блокування в електрообладнанні;
 - занулення – навмисне електричне з'єднання з нульовим захисним провідником металевих не струмоведучих частин, які можуть опинитись під напругою.
- заземлення
- огороження струмопровідних частин обладнання,
 - вивішування попереджувальних табличок або знаків в місцях небезпеки.

8.3 Розрахунок заземлення і грозозахисту

Заземленням називають навмисне з'єднання металічних частин електроустановки з заземляючим пристроєм [10].

					МП.5.8.141.117.ПЗ	Арк
						117
Зм	Арк	№ докум.	Підпис	Дата		

Заземлюючий пристрій — це сукупність заземлювача та заземлюючих провідників.

Розрахунок заземлюючих пристроїв зводиться до розрахунку заземлювача, оскільки заземлюючі провідники в більшості випадків приймають по умовам механічної міцності та стійкості до корозії по ПУЕ.

Розрахуємо заземлення для ЦРП (10/0,4 кВ). Ґрунт в місці будівлі – суглинок, кліматична зона 3.

Заземлювальним контуром буде прямокутник з розмірами 20х30 м . Для вертикальних стрижнів беремо кутову сталь 40х40 мм, довжиною 2,5 м, глибиною 0,75 м. За з'єднувальну смугу тальну шину 40х4 мм. Природні заземлювачі з опором розтікання 17 Ом.

1. Визначимо найбільший струм через заземлення при замиканні на землю на стороні 10 кВ:

$$I_3 = \frac{U_{\text{Л}}}{350} \cdot (35 \cdot L_{\text{кл}} + L_{\text{П}}) = \frac{10000}{350} \cdot (35 \cdot 2,3) = 2,3 \text{ А}, \quad (8.1)$$

де $L_{\text{кл}}$ – загальна довжина всіх електричних приєднаних кабельних ліній;

Визначаємо опір заземлюючого пристрою:

$$R_3 = \frac{U_{\text{р}}}{I_3} = \frac{125}{2,3} = 54,3 \text{ Ом} \quad (8.2)$$

де $U_{\text{р}}=125 \text{ В}$, оскільки заземлюючий пристрій використовується одночасно для установок до 1 кВ та вище.

Опір заземлюючого пристрою для електроустановок напругою вище 1 кВ не повинен бути більше 10 Ом, а тому за розрахунковий опір приймаємо $R_3=10 \text{ Ом}$.

2. Попередньо з урахуванням площі, що займає об'єкт, помітимо положення заземлювачів – по периметру з відстанню між вертикальними електродами 4 м.

									Арк
									118
Зм	Арк	№ докум.	Підпис	Дата					

МР.5.8.141.117.ПЗ

Припустимо , що кількість стержнів 40 шт

8. Визначаємо розрахунковий опір розтікання горизонтальних електродів по формулі:

$$R_{\text{роз}} = \frac{R_{\text{в}}}{n \cdot \eta_{\text{в}}} = \frac{46,4}{40 \cdot 0,41} = 2,58 \text{ Ом} \quad (8.4.)$$

9 Розрахунковий опір розтікання струму у з'єднувальній смузі:

$$R_{\Gamma} = 0,366 \cdot \frac{\rho}{L_{\Gamma}} \cdot \lg \frac{2 \cdot L_{\Gamma}^2}{t \cdot b} = 0,366 \cdot \frac{140}{100} \cdot \lg \frac{2 \cdot 100^2}{0,77 \cdot 0,04} = 2,97 \text{ Ом}$$

10 Розрахунковий опір розтікання струму у з'єднувальній смузі із врахуванням коефіцієнта екранування:

$$R_{\text{роз.}\Gamma} = \frac{R_{\Gamma}}{n_{\text{с}} \cdot \eta_{\text{с}}} = \frac{2,97}{1 \cdot 0,19} = 121 \text{ Ом}$$

11 Еквівалентний опір розтікання струму групового заземлювача

$$R = \frac{1}{\frac{1}{R_{\text{роз.}\Gamma}} + \frac{1}{R_{\text{роз.в}}}} = \frac{1}{\frac{1}{2,58} + \frac{1}{120,89}} = 2,18 \text{ Ом}$$

Опір розтікання струму менший ніж 10 Ом , тому зменшуємо кількість стрижнів до 20 шт. Робимо перерахунок:

$$R_{\text{роз}} = \frac{R_{\text{в}}}{n \cdot \eta_{\text{в}}} = \frac{46,4}{20 \cdot 0,27} = 8,6 \text{ Ом}$$

$$R = \frac{1}{\frac{1}{R_{\text{роз.}\Gamma}} + \frac{1}{R_{\text{роз.в}}}} = \frac{1}{\frac{1}{8,59} + \frac{1}{120,89}} = 8,1 \text{ Ом}$$

Опір не більший ніж максимально допустимий ,тому можна вважати ,що кількість вертикальних заземлювачів та з'єднувальна смуга вибрані правельно

									Арк
									120
Зм	Арк	№ докум.	Підпис	Дата					

8.4 Виробниче освітлення

Освітлення котельні здійснюється за допомогою штучного та природного бокового освітлення [6, 24].

Основною величиною для нормування природного освітлення в приміщенні застосовується коефіцієнт природного освітлення (КПО). У СНиП II - 4 - 79 приведені значення для III світлового поясу. Спиртзавод знаходиться в IV світловому поясі. Для IV поясу коефіцієнт сонячності клімату $c = 0,75$ (азимут 90°), а коефіцієнт світлового клімату $m = 0,9$.

Нормоване значення КПО визначається за формулою:

$$e^{IV} = e^{III} \cdot m \cdot c \quad (8.5)$$

Для природного освітлення:

$$e^{IV} = 0,5 \cdot 0,75 \cdot 0,9 = 0,3 \%$$

Тип зорової роботи в котельні відносять до роботи дуже малої точності. Значення нормованого освітлення даного приміщення приведені в табл. 8.3.

Таблиця 8.3 - Нормування освітлення приміщення

Характеристика зорової роботи	Найменший розмір об'єкту, мм	Розряд зорової роботи	Штучне освітлення	Природне освітлення	Суміщене освітлення
				КЕО, %	КЕО, %
Дуже малої точності	5	VI	150	0,5	1,2

Для забезпечення нормативних параметрів освітлення в приміщенні котельні використовується змішана система освітлення:

природна, за допомогою світлових промінь;

штучна, за допомогою ламп денного світла.

											Арк
Зм	Арк	№ докум.	Підпис	Дата	MP.5.8.141.117.ПЗ						121

Висновки

Проект системи електропостачання спиртова заводу полягає у розробці надійної СЕП, яка забезпечить безперебійне електропостачання встановлених електроприймачів.

Для кожної задачі було складено математичну модель (із накладеними обмеженнями) та вибрано показник ефективності разом з критерієм оптимальності. Це дало змогу швидко та вірно знайти головні проектні рішення щодо проектування системи електропостачання даного підприємства. Було визначено середні та розрахункові навантаження цехів та підприємства ; визначено оптимальну потужність трансформаторів цехових ТП , яких на території встановлено 3 шт потужністю 1000 кВА кожна; визначено оптимальний переріз живлячої лінії 120 мм² довжина якої становить 0,85 км , а також оптимальний переріз КЛ-10 кВ , переріз КЛ від ЦРП до ЦТП, ЦТП2, ЦТП3 становлять 50, 50, 70 мм² для кожної ЦТП відповідно ; визначено оптимальні координати розміщення ЦРП за допомогою Excel; оптимальні потужності компенсуючих пристроїв 0,38 кВ по мінімуму затрат в СЕП; ще було вибрано захисну і комутаційну апаратуру на високу і низьку напругу

Проведено також техніко-економічні розрахунки спиртового заводу в результаті була визначена собівартість електроенергії на підприємстві, яка становить 59,6 коп/кВт·год; сумарні витрати підприємства на ел.енергію, річне споживання електричної енергії з урахуванням втрат; плата енергосистемі за електричну енергію; річні витрати по передачі і розподілу електричної енергії

Окремим розділом було приділено увагу охороні праці. В якому вибрано технічні рішення з безпечної експлуатації об'єкту, виробниче освітлення.

При виконанні дипломної роботи були дотримані вимоги ПУЕ, ПТЕ , РТМ та інших нормативних документів щодо надійності та якості електропостачання

									Арк
									122
Зм	Арк	№ докум.	Підпис	Дата	MP.5.8.141.117.ПЗ				

Література

- 1 <https://moybiznes.org/proizvodstvo-spirta-etilovogo>
2. <https://abiturient.vstu.by/ru/proizvodstvo-tekstilnyx-materialov-texnologiya-i-menedzhment/>
- 3 Проектування електричної частини електричних станцій : навчальний посібник / П. Д. Лежнюк, В. М. Лагутін, В. В. Тептя. – Вінниця: ВНТУ, 2009. – 194 с.
- 4 Правила улаштування електроустановок. – Х.: Видавництво «Форт». 2017 –800 с.
- 5 СОУ-НЕС 20.178:2008 Настанова «Схеми принципів електричних розподільчих установок напругою від 6 кВ до 750 кВ електричних підстанцій». Мінпаливенерго України, 2008. – 78 с.
- 6 Розрахунок внутрішнього електропостачання : навчальний посібник / М. Й. Бурбело – Вінниця : ВНТУ, 2017. – 122 с.
- 7 Справочник-каталог. Электротехническая продукция предприятий Украины. Ч. 1. Электротехнические изделия общепромышленного исполнения до 1000 В / под ред. В. Д. Козлова и Е. И. Удада. – К. : «Варта», 1995. – 136 с.
- 8 Справочник-каталог. Электротехническая продукция предприятий Украины. Ч. 2. Электротехнические изделия общепромышленного исполнения выше 1000 В / под ред. В. Д. Козлова и С. Я. Меженного. – К. : НАУ, 1998. – 172 с.
- 9 Закон України Про охорону праці, №235-IV, 22.11.2002.
- 10 Мельников М. А., “Внутрицеховое электроснабжение”: Учебное пособие – Томск: изд. ТПУ, 2002 – 143 с.
- 11 Мельников М. А., “Внутризаводское электроснабжение”: Учебное пособие. – Томск: изд. ТПУ, 2004 – 180 с.
- 12 Мельников М. А., “Релейная защита и автоматика элементов систем электроснабжения промышленных предприятий”: Учебное пособие. – Томск: изд. ТПУ, 2004 – 178 с.
- 13 [http://www.kdu.edu.ua/statti/2010-3-1\(62\)/PDF_3_2010_ch1/132.PDF](http://www.kdu.edu.ua/statti/2010-3-1(62)/PDF_3_2010_ch1/132.PDF)

									Арк
									123
Зм	Арк	№ докум.	Підпис	Дата					

МР.5.8.141.117.ПЗ

14 <https://elektrosvit.com.ua/products/pkrp-04/>

15 https://forca.com.ua/knigi/navchannya/konspekt-lekcii-z-kursu-elektrichni-sistemi-i-merezhi_11.html.

17. <https://electrocontrol.com.ua/ua/stati-sxemy-i-spravochnaya-informaciya/osobennosti-kompensacii-reaktivnoj-moshhnosti-v-setyax-promyshlennyx-predpriyatij.html>.

18. https://ua.energy/wp-content/uploads/2020/01/GID-34.01.101_2009_2020_01_01.pdf

19. <https://sites.google.com/site/kostia03061992/potocni-vitrati-pidpriemstva-ta-sobivartist-produkciie>

20 <http://um.co.ua/6/6-4/6-45280.html>.

21. https://studme.com.ua/167304266286/ekonomika/planirovanie_sredstv_zarabotnuyu_platu_personala.htm

22 <https://ips.ligazakon.net/document/КР960473>

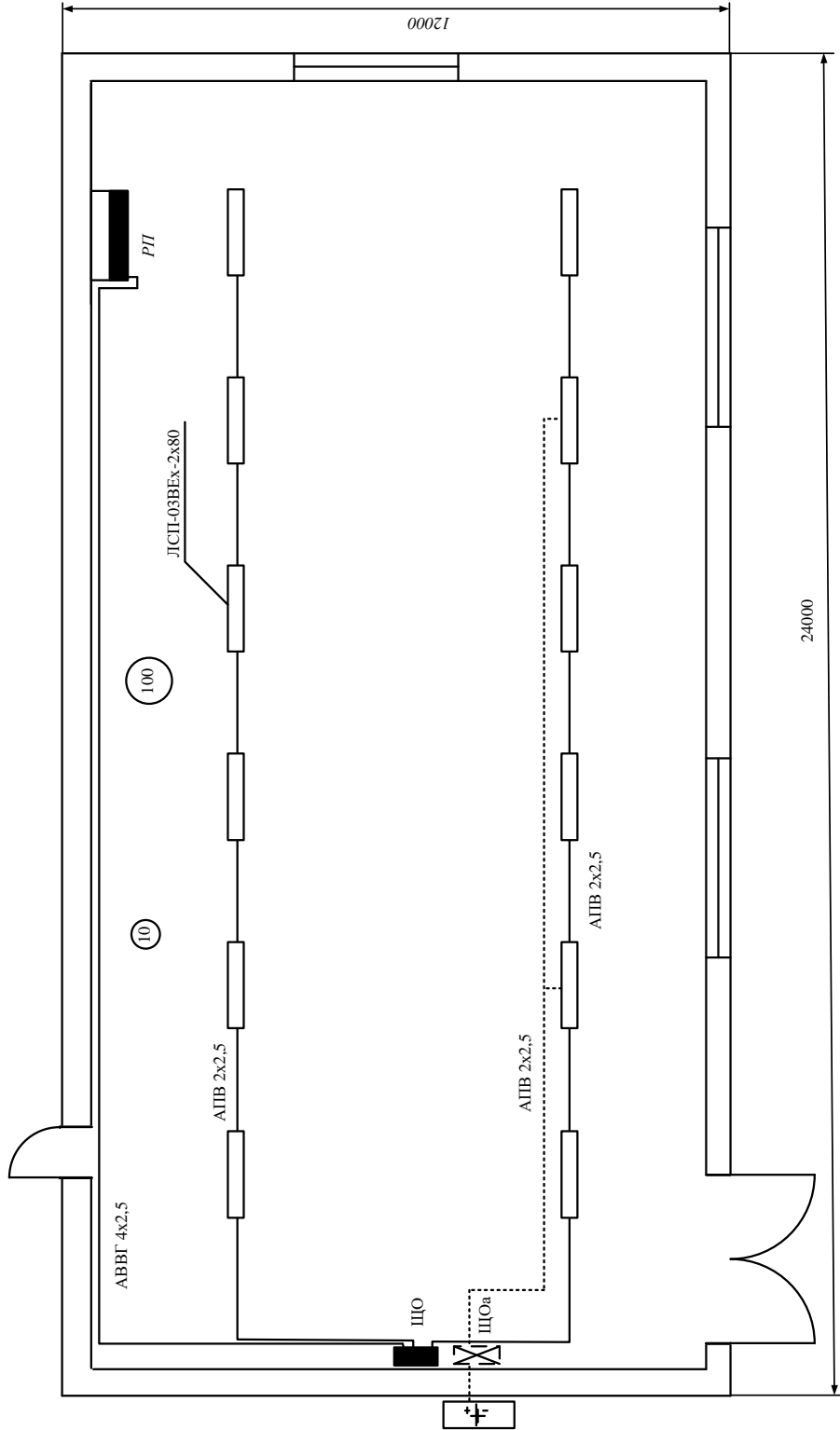
23 ДНАОП 0.00-1.21-98 Правила безпечної експлуатації електроустановок споживачів.- К.: Держнаглядохоронпраці, 2000. - 382 с.

24 ГОСТ 12.2.003-91. ССБТ. Оборудование производственное. Общие требования безопасности.

25 ГОСТ 12.2.002-75. ССБТ. Процессы производственные. Общие требования безопасности.

					МР.5.8.141.117.ПЗ	Арк
Зм	Арк	№ докум.	Підпис	Дата		124

М.П.ПРИС.ІН



МР.5.141.117.ПЗ			
№	Дата	Відомості	Відомості
1		Введення в експлуатацію	
2		Ремонт	
3		Відновлення	
4		Відновлення	
5		Відновлення	
6		Відновлення	
7		Відновлення	
8		Відновлення	
9		Відновлення	
10		Відновлення	
11		Відновлення	
12		Відновлення	
13		Відновлення	
14		Відновлення	
15		Відновлення	
16		Відновлення	
17		Відновлення	
18		Відновлення	
19		Відновлення	
20		Відновлення	
Підписує: _____			
Спеціаліст: _____			

Зм	Арк	№ докум.	Підпис	Дата

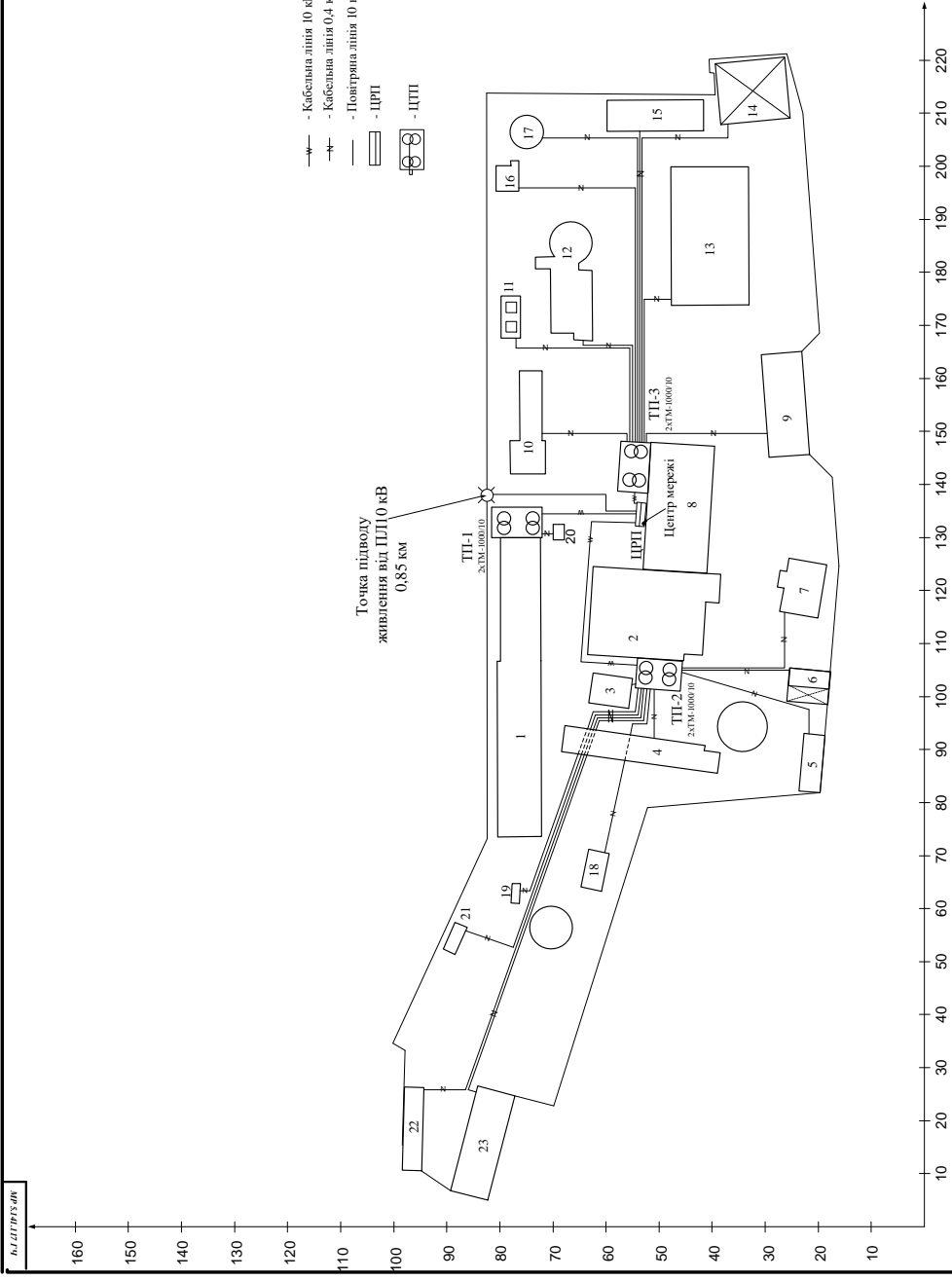
МР.5.8.141.117.ПЗ

Арк
125

Назва ЕП	Р, кВт	F, м ²
1 Сиртовий цех	1065	448
2 Пектарний цех	730	371
3 Приймальне відділення	13	43
4 Ремонтна майстерня	62,4	142
5 Гарюк	8	43
6 Просвіна	3	25
7 Спиртосовище	2	78
8 Котельня	814,5	288
9 Адміністративний корпус	18,4	150
10 Градирня	24	97
11 Запарювальна	12	29
12 Сушальне відділення ЦСКД	58	163
13 ЦСКД	96	383
14 Кислотне господарство	16	152
15 Гарюжі	6	106
16 Бардосовина	127	22
17 КНС (баролам)	41	31
18 Насосна станція	68,8	28
19 Градирня №2	9	6
20 Пост охорони	0,8	3
21 Запарювальна	9	14
22 Склад	0,6	57
23 Гарюк, сесив	10	148

- Кабельна лінія 10 кВ
- Кабельна лінія 0,4 кВ
- Повітряна лінія 10 кВ
- ЦРТ
- ЦТП

Точка підводу живлення від ПЛЛ 10 кВ 0,85 км



МР.5.141.117.ПЗ	
№	Місяць
1	1
2	2
3	3
4	4
5	5
6	6
7	7
8	8
9	9
10	10
11	11
12	12
13	13
14	14
15	15
16	16
17	17
18	18
19	19
20	20
21	21
22	22
23	23
24	24
25	25
26	26
27	27
28	28
29	29
30	30
31	31
32	32
33	33
34	34
35	35
36	36
37	37
38	38
39	39
40	40
41	41
42	42
43	43
44	44
45	45
46	46
47	47
48	48
49	49
50	50
51	51
52	52
53	53
54	54
55	55
56	56
57	57
58	58
59	59
60	60
61	61
62	62
63	63
64	64
65	65
66	66
67	67
68	68
69	69
70	70
71	71
72	72
73	73
74	74
75	75
76	76
77	77
78	78
79	79
80	80
81	81
82	82
83	83
84	84
85	85
86	86
87	87
88	88
89	89
90	90
91	91
92	92
93	93
94	94
95	95
96	96
97	97
98	98
99	99
100	100

Зм	Арк	№ докум.	Підпис	Дата

МР.5.8.141.117.ПЗ