

Центральноукраїнський національний технічний університет
Факультет будівництва, транспорту та енергетики
Кафедра «Електротехнічні системи та енергетичний менеджмент»

“Допущено до захисту”

Зав. кафедрою ЕТС та ЕМ

к.т.н., професор

_____ Петро ПЛІШКОВ

“ ____ ” _____ 2025 р.

КВАЛІФІКАЦІЙНА РОБОТА

ЗА ПЕРШИМ (БАКАЛАВРСЬКИМ) РІВНЕМ

ВИЩОЇ ОСВІТИ

на тему:

**«Розроблення системи електропостачання та автоматизованого
обліку електроенергії заводу радіальних верстатів»**

Виконав здобувач вищої освіти

IV курсу, групи ЕЕ-21,

ОПП «Електроенергетика,

електротехніка та електромеханіка»

спеціальності 141 «Електроенергетика,

електротехніка та електромеханіка»

_____ Микола БАХАРСВ

« ____ » _____ 2025 р.

Керівник роботи

канд. техн. наук, доц.

_____ Олександр КОЗЛОВСЬКИЙ

« ____ » _____ 2025 р.

Рецензент

« ____ » _____ 2025 р.

Міністерство освіти і науки України
Центральноукраїнський національний технічний університет

Факультет будівництва, транспорту та енергетики

Кафедра електротехнічних систем та енергетичного менеджменту

Рівень вищої освіти перший (бакалаврський)

Галузь знань 14 Електрична інженерія

Спеціальність 141 Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка

Освітньо-професійна програма Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка

ЗАТВЕРДЖУЮ:

Завідувач кафедри ЕТС та ЕМ

_____ Петро ПЛЄШКОВ

« ____ » _____ 2025 р.

**ЗАВДАННЯ НА КВАЛІФІКАЦІЙНУ РОБОТУ ЗА
ПЕРШИМ (БАКАЛАВРСЬКИМ) РІВНЕМ ВИЩОЇ ОСВІТИ
ЗДОБУВАЧА ВИЩОЇ ОСВІТИ**

Бахарєва Миколи Георгійовича

(прізвище, ім'я, по батькові)

1. Тема роботи (проекту) «Розроблення системи електропостачання та автоматизованого обліку електроенергії заводу радіальних верстатів.

Development of a power supply system and automated electricity metering for a radial machine tool factory»

2. Керівник роботи (проекту) Козловський Олександр Антонович, к.т.н., доц.

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

3. Строк подання студентом роботи до захисту 12.06.2025 р.

4. Мета та завдання випускної кваліфікаційної роботи: розроблення комплексної системи електропостачання та системи автоматизованого обліку електроенергії заводу радіальних верстатів, що відповідає сучасним вимогам надійності.

1. Вступ. 2. Електричні навантаження. 3. Картограма електричних навантажень. 4. Техніко-економічне обґрунтування схем зовнішнього та внутрішнього електропостачання. 5. Компенсація реактивної потужності. 6. Трансформаторні підстанції. 7. Розрахунок струмів КЗ і вибір обладнання. 8. Спеціальний розділ. 9. Висновки. 10. Перелік посилань.

5. Консультанти розділів роботи (проекту)

Розділ	Консультант	Підпис, дата	
		завдання видав	завдання прийняв
<i>Спеціальний розділ</i>	<i>доцент Н. Ю. Гарасьова</i>		

КАЛЕНДАРНИЙ ПЛАН

№ з/п	Назва етапів роботи (проекту)	Строк виконання етапів роботи	Примітка
1	<i>Вступ</i>	<i>7.03.25</i>	
2	<i>Розрахунок електричних навантажень</i>	<i>21.03.25</i>	
3	<i>Картограма електричних навантажень</i>	<i>28.03.25</i>	
4	<i>Техніко-економічне обґрунтування схеми електропостачання</i>	<i>7.04.25</i>	
5	<i>Компенсація реактивної потужності</i>	<i>14.04.25</i>	
6	<i>Трансформаторні підстанції</i>	<i>21.04.25</i>	
7	<i>Розрахунок струмів КЗ і вибір обладнання</i>	<i>5.05.25</i>	
8	<i>Спеціальний розділ</i>	<i>16.05.25</i>	
9	<i>Висновки</i>	<i>19.05.25</i>	
10	<i>Складання переліку бібліографічних посилань</i>	<i>20.05.25</i>	
11	<i>Оформлення пояснювальної записки роботи</i>	<i>26.05.25</i>	
12	<i>Оформлення слайдів (графічна частина роботи)</i>	<i>2.06.25</i>	

Дата видачі завдання

«__» «_____» 2025 року

Підпис керівника

Олександр КОЗЛОВСЬКИЙ

Задання прийнято до виконання

«__» «_____» 2025 року

Підпис здобувача

Микола БАХАРЄВ

АНОТАЦІЯ

Кваліфікаційна робота: загальний обсяг 81 с., 13 рис.; 31 табл.; 11 джерел.

Бахарєв М. Г. Розроблення системи електропостачання та автоматизованого обліку електроенергії заводу радіальних верстатів. – Рукопис.

Бакалаврська робота за спеціальністю 141 «Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка», ОПП «Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка». – Центральноукраїнський національний технічний університет, Кропивницький, 2025 рік.

Кваліфікаційна робота присвячена комплексному проектуванню системи електропостачання та автоматизованого обліку електроенергії заводу радіальних верстатів. У роботі виконано аналіз електричних навантажень, розраховано добові та річні графіки електроспоживання. За результатами техніко-економічного обґрунтування було вибрано магістральну схему внутрішнього електропостачання. Для запропонованої конфігурації системи електропостачання були проаналізовані режими реактивної потужності та розраховані струми короткого замикання. На основі проведених розрахунків виконано вибір основного електротехнічного обладнання: силових трансформаторів, вакуумних вимикачів, вимикачів навантаження та кабельних ліній.

Окрему увагу в роботі приділено розробці автоматизованій системі комерційного обліку електроенергії на базі концентратора даних NIK KC-02-06. Для комерційного обліку застосовано лічильники Landis+Gyr серії ZMY405, а для технічного – NIK 2307. Впровадження даної системи створює інструменти для глибокого аналізу та прогнозування електроспоживання, виявлення резервів економії та, як наслідок, скорочення витрат на енергоресурси в структурі собівартості.

Ключові слова: електропостачання заводу, розподільна установка, трансформаторна підстанція, АСКОЕ

ABSTRACT

Qualification work: 81 p.; 13 Fig.; 31 tables; 11 sources.

Bakhariev M. H. Development of a power supply system and automated electricity metering for a radial machine tool factory. – Manuscript.

Bachelor's thesis in the specialty 141 “Electric Power Engineering, Electrical Engineering, and Electromechanics,” OPP “Electric Power Engineering, Electrical Engineering, and Electromechanics.” – Central Ukrainian National Technical University, Kropyvnytskyi, 2025.

The thesis is devoted to the comprehensive design of the power supply system and automated electricity metering for a radial machine tool plant. The thesis analyzes electrical loads and calculates daily and annual electricity consumption schedules. Based on the results of the technical and economic feasibility study, a main internal power supply scheme was selected. For the proposed configuration of the power supply system, reactive power modes were analyzed and short-circuit currents were calculated. Based on the calculations, the main electrical equipment was selected: power transformers, vacuum circuit breakers, load breakers, and cable lines.

Special attention in the work is paid to the development of an automated commercial electricity metering system based on the NIK KS-02-06 data concentrator. Landis+Gyr ZMY405 series meters are used for commercial metering, and NIK 2307 meters are used for technical metering. The implementation of this system creates tools for in-depth analysis and forecasting of electricity consumption, identification of savings reserves and, as a result, reduction of energy costs in the cost structure.

Keywords: plant power supply, distribution unit, transformer substation, ACEMS

ЗМІСТ

	стр.
ВСТУП	8
1. ХАРАКТЕРИСТИКА ЗАВОДУ.....	9
2. РОЗРАХУНОК ЕЛЕКТРИЧНИХ НАВАНТАЖЕННЯ.....	10
2.1. Силові електричні навантаження в електричних мережах до 1000 В...	10
2.2. Освітлювальні навантаження.....	13
2.3. Електричні навантаження в мережі вище 1000 В.....	15
2.4. Графіки електричних навантажень.....	24
3. КАРТОГРАМА ЕЛЕКТРИЧНИХ НАВАНТАЖЕНЬ І ВИБІР МІСЦЯ РОЗТАШУВАННЯ ЦРУ 10 кВ.....	31
4. ТЕХНІКО-ЕКОНОМІЧНЕ ОБҐРУНТУВАННЯ СХЕМ ЗОВНІШНЬОГО ТА ВНУТРІШНЬОГО ЕЛЕКТРОПОСТАЧАННЯ ЗАВОДУ.	33
4.1. Вибір напруги та схеми приєднання заводу.....	33
4.2. Вибір напруги і схеми внутрішнього електропостачання.....	33
5. РЕЖИМИ РЕАКТИВНОЇ ПОТУЖНОСТІ В СИСТЕМІ ЕЛЕКТРОПОСТАЧАННЯ.....	45
5.1. Розрахунок балансу реактивної потужності та вибір пристроїв для її компенсації.....	45
5.2. Вибір кількості, потужності та місця розташування ПКРП.....	47
6. ЦЕХОВІ ТРАНСФОРМАТОРНІ ПІДСТАНЦІ.....	50
6.1. Вибір числа та потужності трансформаторів підстанцій.....	50
6.2. Вибір місця розташування цехових трансформаторних підстанцій.....	53

					КВАЛІФІКАЦІЙНА РОБОТА ЗА ПЕРШИМ (БАКАЛАВРСЬКИМ) РІВНЕМ ВИЩОЇ ОСВІТИ			
<i>Зм.</i>	<i>Арк.</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Підпис.</i>	<i>Дата</i>	<i>Літера</i>	<i>Стор.</i>	<i>Аркушів</i>	
<i>Розроб.</i>		Бахарев М.Г.			«Розроблення системи електропостачання та автоматизованого обліку електроенергії заводу радіальних верстатів. Development of a power supply system and automated electricity metering for a radial machine tool factory»	Д	6	81
<i>Перевір.</i>		Козловський О.А.				ЦНТУ гр. ЕЕ-21		
<i>Н.контр.</i>								
<i>Затв.</i>		Плешков П. Г.						

7. РОЗРАХУНОК СТРУМІВ КОРОТКИХ ЗАМИКАНЬ І ВИБІР	
ОБЛАДНАННЯ ЕЛЕКТРОУСТАНОВОК І СИЛОВИХ МЕРЕЖ...	54
7.1. Розрахунок струмів КЗ у мережі 10 кВ.....	54
7.2. Вибір струмопровідних пристроїв силових мереж.....	60
7.3. Вибір високовольтного електрообладнання.....	61
8. СПЕЦІАЛЬНИЙ РОЗДІЛ.....	65
8.1. Призначення та ключові принципи організації обліку електроенергії ...	65
8.2. Критерії вибору та архітектура системи обліку електроенергії	66
8.3. Канали зв'язку в АСКОЕ.....	69
8.4. Схеми підключення основного обладнання.....	71
8.5. Вимірювальні трансформатори АСКОЕ.....	75
ЗАГАЛЬНІ ВИСНОВКИ.....	80
ЛІТЕРАТУРА.....	81

						Арк.
Зм.	Арк.	№ докум.	Підпис.	Дата		7

ВСТУП

Електрична енергія є ключовим ресурсом та невіддільною складовою сучасного промислового виробництва. Її універсальність, здатність легко перетворюватися в інші види – механічну, теплову та світлову енергію стала визначальним фактором розвитку промисловості, транспорту та аграрного сектору.

У контексті зростання цін на енергоресурси проблема раціонального управління та ефективного застосування електроенергії в промисловості України, яка є її основними споживачами, набуває першочергового значення. Ця задача ускладнюється постійним підвищенням вимог до якості електроенергії та надійності електропостачання, що є вкрай важливим для підприємств із високим рівнем автоматизації та цифрових технологій.

Проектування ефективної системи електропостачання – це комплексне інженерне завдання, що вимагає обґрунтованих технічних рішень. Воно полягає в оптимізації параметрів системи шляхом:

- правильного вибору рівнів номінальних напруг і умов приєднання до енергосистеми;
- точного визначення електричних навантажень та вимог до надійності;
- оптимального вибору кількості, потужності та схем підключення трансформаторів;
- раціональної побудови розподільчих мереж;
- вибору ефективних пристроїв компенсації реактивної потужності (ПКРП) і регулювання рівнів напруги;
- розробку автоматизованої системи обліку електроенергії для точного моніторингу та аналізу енергоспоживання.

Успішна реалізація цих завдань неможлива без застосування сучасного конкурентоспроможного обладнання, надійних та економічних апаратів, а також широкого впровадження систем автоматизації та моніторингу.

Метою цієї кваліфікаційної роботи є розроблення комплексної системи електропостачання та системи автоматизованого обліку електроенергії заводу радіальних верстатів, що відповідає сучасним вимогам надійності, безпеки та енергоефективності.

						Арк.
Зм.	Арк.	№ докум.	Підпис.	Дата		8

1 ХАРАКТЕРИСТИКА ЗАВОДУ

Завод, що спеціалізується на випуску радіально-свердлильних верстатів, розташований на загальній території 72 тис. м², з виробничою площею 40 тис. м². До головного виробничого циклу відносяться: цех прецизійних верстатів, ковальсько-пресові цехи К1, К2, ковальський цех, головний корпус, блок цехів, цех нормалей, гальванічний цех, ливарне виробництво.

Допоміжними є такі підрозділи, як компресорна та насосна станції, котельня, інструментальний цех, ремонтний цех, склади.

Головні та допоміжні виробничі підрозділи архітектурно виконані у вигляді окремих та груп одноповерхових споруд. Адміністративні та побудові підрозділи – багатопверхові.

Технологічний процес на підприємстві охоплює повний цикл виробництва верстатів. Початковий етап включає виготовлення заготовок у ливарному та ковальсько-пресовому цехах, де основними споживачами електроенергії є індукційні електропечі, формувальні лінії, преси та молоти.

Далі заготовки проходять механічну та термічну обробку. Цей етап забезпечується роботою численних металообробних верстатів (токарних, фрезерних, свердлильних), печей опору для відпалу, а також зварювальних апаратів. Завершальний цикл включає складання вузлів на поточно-механізованих лініях та випробування готової продукції на спеціалізованих стендах.

Роботу всього виробництва підтримують потужні компресорні, насосні та вентиляційні установки, що працюють централізовано.

Завод працює в дві зміни, субота, неділя – вихідні дні.

За надійністю електропостачання споживачі розподіляються на три категорії [1]:

I категорія – 24 %;

II категорія – 65,2 %;

III категорія – 10,8 %.

Ймовірними джерелами живлення заводу є ГЗП 110/10 кВ енергосистеми, яка розташована на відстані 2,5 км від заводу. Величина надперехідного струму короткого замикання (КЗ) на шинах 10 кВ даної підстанції в максимальному режимі досягає 8,8 кА.

									Арк.
Зм.	Арк.	№ докум.	Підпис.	Дата					9

2 РОЗРАХУНОК ЕЛЕКТРИЧНИХ НАВАНТАЖЕНЬ

2.1 Силіві електричні навантаження в мережах до 1000 В

Розрахункове активне навантаження групи електроприймачів або навантажувального вузла визначається за виразом, кВт [2-4]:

$$P_p = P_{зм} \cdot K_M, \quad (2.1)$$

де $P_{см}$ – усереднене активне навантаження електроприймачів групи впродовж найбільш завантаженої зміни, кВт;

K_M – коефіцієнт, що характеризує максимум навантаження:

$$K_M = \sqrt{1 + \frac{4,4 \cdot K_B^2 - 12,7 \cdot K_B + 8,235}{(K_B + 0,05) \cdot n_{\text{еф}}^{(1,04-0,4K_B)}}}; \quad (2.2)$$

K_B – груповий коефіцієнт використання:

$$K_B = \frac{\sum_{l=1}^n P_{зм}}{\sum_{l=1}^n P_{ном}}, \quad (2.3)$$

$P_{см}$, $P_{ном}$ – усереднене навантаження та номінальна потужність групи електроприймачів з ідентичним режимом роботи відповідно;

n – загальна кількість груп електроприймачів із відмінними режимами роботи, які формують навантаження розрахункового вузла.

Ефективне число електроприймачів у вузлі навантаження $n_{\text{еф}}$ обчислюється на основі величини K_B і відношення:

$$m = \frac{P_{H \max}}{P_{H \min}}, \quad (2.4)$$

де $P_{H \max}$, $P_{H \min}$ – номінальна потужність електроприймача з максимальною та мінімальною потужністю в групі відповідно.

За умови $m \geq 3$, $K_B > 0,2$ величина $n_{\text{еф}}$ обчислюється за такою формулою:

$$n_e = \frac{2 \sum P_H}{P_{H \max}} \quad (2.5)$$

						Арк.
Зм.	Арк.	№ докум.	Підпис.	Дата		10

Якщо знайдене за (2.5) значення $n_{\text{еф}}$ більше фактичного числа електроприймачів n , то приймається $n_{\text{е}}=n$.

У випадку, коли обчислене за формулою (2.5) значення $n_{\text{еф}}$ перевищує реальну кількість електроприймачів n , застосовується $n_{\text{е}} = n$:

Розрахункове реактивне навантаження групи електроприймачів або навантажувального вузла розраховується за такими залежностями:

$$\text{- за умови } n_{\text{еф}} > 10; Q_p = Q_{\text{зм}}, \text{ кВр}; \quad (2.6)$$

$$\text{- при } n_{\text{еф}} \leq 10, Q_p = 1,1Q_{\text{зм}}, \quad (2.7)$$

де $Q_{\text{зм}}$ – усереднене реактивне навантаження протягом найбільш завантаженої зміни.

Розрахунковий максимум навантаження

$$S_p = \sqrt{P_p^2 + Q_p^2} \text{ кВА}. \quad (2.8)$$

Під час обчислення навантажень електроприймачів із безперервним режимом функціонування, де $K_{\text{в}} > 0,6$ та коефіцієнт увімкнення $K_{\text{вм}} = 1,0$, величина $K_{\text{м}}$ встановлюється як одиниця.

За наявності в розрахунковому вузлі електроприймачів із циклічним короткочасним режимом експлуатації їхня номінальна потужність для двигунів та трансформаторів встановлюється відповідно до формул:

$$P_{\text{н}} = P_{\text{пасп}} \sqrt{\frac{TB, \%}{100}}; \quad (2.9)$$

$$S_{\text{н}} = S_{\text{пасп}} \sqrt{\frac{TB, \%}{100}}, \quad (2.10)$$

де $P_{\text{пасп}}, S_{\text{пасп}}$ – потужність згідно з паспортними даними, кВт або кВ·А;

TB – тривалість вмикання, %.

Розрахунок та отримані результати обчислення навантажень у низьковольтних мережах (до 1000 В) заводу представлено в табл. 2.1.

						Арк.
Зм.	Арк.	№ докум.	Підпис.	Дата		11

Таблиця 2.1. Розрахунок силових електричних навантажень в мережі до 1000 В

№ п/п	Назва вузлів навантаження та груп електроприймачів	Число ЕС	Встановлена потужність ЕП, кВт		m	K _e	cos φ	tg φ	Середнє навантаження за зміну		n _e	K _м	Розрахункова потужність,		
			Одного	Сумарна					P _{ср} , кВт	Q _{ср} , квар			P _p , кВт	Q _p , квар	S _p , кВА
1	Інж.-лабораторний корпус	297	0,1 - 18,0	440,5	180	0,40	0,77	0,83	175,0	146,0	49	1,1	198,1	146,0	246,1
2	Цех прицевійних верстатів														
	Металорізальні верстати	285	-	3162,0		0,16		1,73		876,3					
	Преси	22	-	180,0		0,17		1,17		35,8					
	Кран-балки ТВ=40%	10	-	47,0		0,10		1,73		8,1					
	Нагрівачі води	2	-	36,0		0,60		0,00		0,0					
	Насоси	9	-	90,0		0,70		0,75		47,3					
	Вентилятори	18	-	163,0		0,65		0,75		79,5					
	Всього	346	3,0 - 44,0	3678,0	15	0,20	0,57	1,43	731,8	1046,9	167	1,08	792,6	1046,9	1313,1
3	Цех К1	166	0,4 - 41,0	1033,0	111	0,22	0,56	1,48	229,1	340,0	50	1,23	280,7	340,0	440,9
4	Ливарний цех	57	3,0 - 220,0	1381,8	73	0,56	0,82	0,71	779,9	553,6	13	1,22	954,4	553,6	1103,4
5	Моделний цех	25	0,9 - 250,0	593,8	278	0,61	0,80	0,76	362,2	274,8	5	1,38	498,5	302,3	583,0
6	Ливарний відділ	24	3,0 - 40,0	333,0	13	0,55	0,78	0,79	184,3	145,8	17	1,19	219,3	145,8	263,3
7	Землепідготовче відділення	27	2,2 - 22,0	250,9	10	0,55	0,71	1,00	138,6	138,3	23	1,15	159,6	138,3	211,2
8	Ковальський цех	46	3,0 - 55,0	809,0	18	0,39	0,76	0,86	312,3	267,2	29	1,21	377,8	267,2	462,7
9	Цех нормалей	107	0,6 - 50,0	1429,9	83	0,23	0,59	1,35	330,8	446,9	57	1,19	395,2	446,9	596,5
10	Блок цехів №1	171	1,0 - 47,0	2376,2	47	0,23	0,64	1,20	545,7	655,0	101	1,12	610,0	655,0	895,0
11	Цех товарів ширвжитку	75	0,6 - 40,0	807,2	67	0,26	0,67	1,10	207,0	227,1	40	1,24	257,0	227,1	343,0
12	Гальванічний цех	35	1,4 - 260,0	1359,2	186	0,67	0,84	0,63	912,7	579,2	10	1,18	1078,7	637,1	1252,8
13	Компресорна	36	3,0 - 160,0	1274,0	53	0,70	0,79	0,77	886,7	685,8	16	1,12	990,5	685,8	1204,7
14	Насосна станція	11	2,2 - 75,0	307,0	34	0,70	0,80	0,75	214,4	160,8	8	1,19	255,0	176,8	310,3
15	Котельня	21	0,8 - 15,0	148,2	20	0,69	0,80	0,75	101,7	76,3	20	1,10	112,3	76,3	135,7
16	Інструментальний цех	174	0,4 - 87,0	1420,7	235	0,27	0,62	1,27	387,6	494,0	33	1,27	491,7	494,0	696,9
17	Головний корпус	136	0,4 - 70,0	2824,6	189	0,24	0,59	1,36	685,5	929,7	81	1,14	779,6	929,7	1213,3
18	Ремонтний цех	54	0,4 - 30,0	470,2	81	0,27	0,65	1,18	124,8	147,4	31	1,29	161,0	147,4	218,3
19	Склад	12	2,3 - 11,0	65,8	5	0,57	0,79	0,79	37,8	29,7	12	1,23	46,5	29,7	55,1
20	Цех К2	322	0,6 - 50,0	3952,2	83	0,20	0,50	1,72	787,4	1356,2	158	1,09	856,3	1356,2	1603,9
21	АБК	81	0,5 - 5,5	169,4	11	0,51	0,78	0,81	85,9	69,4	62	1,08	92,7	69,4	115,8
	Всього по заводу														
	на напрузі 0,4 кВ (силове)	2223	0,1 - 260,0	25125	2600	0,33	0,68	1,07	8221,0	8770,0	193	1,05	8625,6	8770,0	12300,9

2.2 Освітлювальні навантаження

Визначення потужності освітлювальних установок заводу виконуємо за допомогою одиничної потужності освітлювального навантаження для характерного цеху p_0 , що віднесена до одиниці корисної площі даного виробничого приміщення.

Розглянемо докладно методику розрахунку потужності освітлювального навантаження для цеху прецизійних верстатів. До розгляду приймаємо світильники з дуговими ртутними лампами типу ДРЛ.

Установлена потужність світильників

$$P_B = p_0 \cdot F \cdot 10^{-3} = 19 \cdot 6210 \cdot 10^{-3} = 118,0 \text{ кВт.}$$

де F – площа цеху згідно генплану, м².

Розрахункова потужність світильників цеху:

$$S_{p,oc} = \sqrt{P_{p,oc}^2 + Q_{p,oc}^2} = \sqrt{125,5^2 + 217,4^2} = 251,4 \text{ кВА,}$$

де P_p – активна складова

$$P_{p,oc} = k_1 \cdot k_n \cdot P_B = 1,12 \cdot 0,95 \cdot 118,0 = 125,5 \text{ кВт.}$$

k_n – коефіцієнт попиту;

k_1 – коефіцієнт втрат потужності в пускорегулюючих пристроях для ламп ДРЛ;

Q_p – реактивна складова

$$Q_{p,oc} = P_{p,oc} \cdot \operatorname{tg} \varphi = 125,5 \cdot 1,732 = 217,4 \text{ квар,}$$

Обчислення потужності освітлювальних навантаження інших підрозділів заводу виконано у вигляді табл. 2.2.

						Арк.
Зм.	Арк.	№ докум.	Підпис.	Дата		13

Таблиця 2.2. Освітлювальні навантаження заводу радіальних верстатів

№ п/п	Назва	n, шт	F, м ²	p _о , Вт/м	cosφ	P _у , кВт	Q _у , квар	k _{нп}	k _л	P _р , кВт	Q _р , квар	S _р , кВА
1	Інж.-лабораторний корпус	7	8967,0	21,0	0,9	188,3	91,2	0,8	1,20	180,8	87,6	200,9
2	Цех прецизійних верстатів	1	6210,0	19,0	0,5	118,0	204,4	0,95	1,12	125,5	217,4	251,1
3	Цех К1	1	2304,0	17,0	0,5	39,2	67,8	0,85	1,12	37,3	64,6	74,6
4	Ливарний цех	1	1056,0	16,0	0,5	16,9	29,3	0,95	1,12	18,0	31,1	36,0
5	Модельний цех	1	1795,6	17,0	0,5	30,5	52,9	0,85	1,12	29,1	50,3	58,1
6	Ливарний відділ	1	297,0	16,0	0,5	4,8	8,2	0,85	1,12	4,5	7,8	9,0
7	Землепідготовче відділення	4	2112,0	16,0	0,5	33,8	58,5	0,85	1,12	32,2	55,7	64,3
8	Ковальський цех	1	660,0	18,0	0,5	11,9	20,6	0,85	1,12	11,3	19,6	22,6
9	Цех нормалей	1	810,0	19,0	0,5	15,4	26,7	0,85	1,12	14,7	25,4	29,3
10	Блок цехів №1	1	2425,0	18,0	0,5	43,7	75,6	0,85	1,12	41,6	72,0	83,1
11	Цех товарів ширвжитку	1	988,0	18,0	0,5	17,8	30,8	0,85	1,12	16,9	29,3	33,9
12	Гальванічний цех	1	380,0	16,0	0,5	6,1	10,5	0,85	1,12	5,8	10,0	11,6
13	Компресорна	1	225,0	14,0	0,5	3,2	5,5	0,8	1,12	2,8	4,9	5,6
14	Насосна станція	1	54,0	14,0	0,5	0,8	1,3	0,8	1,12	0,7	1,2	1,4
15	Котельна	1	150,0	14,0	0,5	2,1	3,6	0,8	1,12	1,9	3,3	3,8
16	Інструментальний цех	1	540,0	18,0	0,5	9,7	16,8	0,85	1,12	9,3	16,0	18,5
17	Головний корпус	1	528,0	18,0	0,5	9,5	16,5	0,85	1,12	9,0	15,7	18,1
18	Ремонтний цех	1	504,0	18,0	0,5	9,1	15,7	0,85	1,12	8,6	15,0	17,3
19	Склад	1	704,0	8,0	0,5	5,6	9,8	0,6	1,12	3,8	6,6	7,6
20	Цех К2	1	6882,0	18,0	0,5	123,9	214,6	0,95	1,12	131,8	228,3	263,6
21	АБК	5	2610,0	20,0	0,9	52,2	25,3	0,8	1,20	50,1	24,3	55,7
	Освітлення території		31757,4	0,3	0,5	9,5	16,5	1,0	1,12	10,7	18,5	21,3
	Всього		40201,6			751,8	1002,0			746,3	1004,5	1251,3

2.3 Електричні навантаження силових мереж вище 1000 В

Навантаження у високовольтних мережах (понад 1000 В) розраховують по вузлах, у якості яких приймають вводи 10 кВ трансформаторних підстанцій (ТП), а також збірні шини розподільчих установок (РУ). Тому на початковому етапі розрахунку було попередньо прийнято необхідну кількість цехових підстанцій, потужність їх трансформаторів та їх оптимальне розташування на генеральному плані заводу.

Номинальну потужність трансформаторів обирають за розрахунковим навантаженням, з огляду на категорію надійності споживачів та повну компенсацію реактивної потужності в мережі до 1000 В. Якщо виробничий підрозділ (цех) характеризується розрахунковим навантаженням 250-350 кВ·А і розташований на відстані до 100 м від ТП суміжного підрозділу, то спорудження окремої підстанції недоцільне. За таких умов електроживлення кількох цехів може здійснюватися від однієї ТП.

Трансформаторні підстанції проектованої системи електропостачання заводу в переважно виконуються двотрансформаторними, що гарантує безперебійне живлення споживачів усіх категорій надійності.

Розрахунок електричних навантажень на трансформаторні підстанції виконується за такою методикою:

- підсумовується встановлена потужність усіх силових електроприймачів (до 1000 В), що отримують живлення від даної ТП;
- визначаються середньозмінні навантаження (активне та реактивне) та груповий коефіцієнт використання k_B ;
- обчислюється ефективна кількість електроприймачів $n_{\text{эф}}$, коефіцієнт максимуму k_M та, на їх основі, розрахункове силове навантаження P_p ;
- окремо визначається та додається освітлювальне навантаження;
- визначаються втрати потужності в трансформаторах кожної цехової ТП;
- розраховується повне (сумарне) навантаження на ТП шляхом підсумовування розрахункових силових, освітлювальних навантажень та втрат потужності в трансформаторах.

Втрати потужності в трансформаторах:

$$\Delta P = n(\Delta P_{\text{нх}} + \Delta P_{\text{кз}} \cdot k_3^2); \quad (2.11)$$

$$\Delta Q = n\left(\frac{I_{\text{нх}}}{100} S_{\text{ном}} + \frac{u_{\text{кз}}}{100} S_{\text{ном}} k_3^2\right), \quad (2.12)$$

						Арк.
Зм.	Арк.	№ докум.	Підпис.	Дата		15

де n – число трансформаторів цехової ТП;

$\Delta P_{\text{нх}}$, $\Delta P_{\text{кз}}$ – активні втрати потужності, відповідно, н.х. та к.з., кВт;

$I_{\text{н.х}}$ – струм н.х., %;

$U_{\text{к.з}}$ – напруга короткого замикання (КЗ), %.

Для попередньо обраних трансформаторів ТМГ-1000/10/0,4:

$$\Delta P_{\text{нх}} = 1,4 \text{ кВт}; \quad I_{\text{нх}} = 0,5 \text{ \%};$$

$$\Delta P_{\text{кз}} = 10,8 \text{ кВт}; \quad U_{\text{кз}} = 5,5 \text{ \%}.$$

Сумарне навантаження по заводу визначається аналогічно до розрахунку навантажень на окремі трансформаторні підстанції (ТП).

При наявності у вузлі навантаження конденсаторних установок їхня реактивна потужність при підсумовуванні враховується зі знаком «мінус». Результати розрахунку навантажень для низьковольтної мережі (до 1000 В) заводу наведено в табл. 2.3.

						Арк.
Зм.	Арк.	№ докум.	Підпис.	Дата		16

Таблиця 2.3. Розрахунок силових електричних навантажень в мережі вище 1000 В

№ п/п	Назва вузлів навантаження та груп електроприймачів	Кільк. ЕС	Встановлена потужність, кВт		m	K _e	cos φ	tg φ	Середнє навантаження за зміну		n _e	K _m	Розрахункова потужність,		
			одного	сумарна					P _{сп} , кВт	Q _{сп} , квар			P _p , кВт	Q _p , квар	S _p , кВА
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16
	ТП-1 (2x1000 кВА)														
1	Інж.-лабораторний корпус														
	силове	297	0,1 - 18,0	440,5	180	0,40	0,77	0,83	175,0	146,0	49	1,13	198,1	146,0	246,1
	освітлювальне								188,3	91,2			180,8	87,6	
	Всього								363,3	237,2			378,8	233,6	445,1
2	Цех прицевійних верстатів														
	силове	346	3,0 - 44,0	3678,0	15	0,20	0,57	1,43	731,8	1046,9	167	1,08	792,6	1046,9	1313,1
	освітлювальне								118,0	204,4			125,5	217,4	
	Всього								849,8	1251,3			918,2	1264,4	
	Всього по ТП-1														
	силове	643	0,1 - 44,0	4118,5	440	0,22	0,61	1,32	906,7	1192,9	187	1,07	969,8	1192,9	1537,4
	освітлювальне								306,3	295,6			306,3	305,0	
	багарей конденсаторів													-1100,0	
	всього												1276,1	397,9	1336,7
	втрати у трансформаторах												12,4	59,1	
	Всього на шинях 10 кВ ТП-1												1288,5	457,1	1367,2
	ТП-2 (1x1000 кВА)														
3	Цех К1														
	силове	166	0,4 - 41,0	1033,0	111	0,22	0,56	1,48	229,1	340,0	50	1,23	280,7	340,0	440,9
	освітлювальне								39,2	67,8			37,3	64,6	
	Всього								268,3	407,8			318,0	404,6	514,6

Продовження табл. 2.3

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16
5	Модельний цех														
	силове	25	0,9 - 250	593,8	278	0,61	0,80	0,76	362,2	274,8	5	1,38	498,5	302,3	583,0
	освітлювальне								30,5	52,9			29,1	50,3	
	Всього								392,7	327,7			527,6	352,6	634,6
	Всього по ТП-2 (1x1000 кВА)														
	силове	191	0,4 - 250	1626,8	676	0,36	0,69	1,04	591,3	614,8	13	1,42	841,2	614,8	1041,9
	освітлювальне								69,7	120,7			66,3	114,9	
	багарей конденсаторів													-650,0	
	всього												907,6	79,7	911,1
	втрати у трансформаторах												10,4	50,7	
	Всього на шинах 10 кВ ТП-2												917,9	130,4	927,2
	ТП-3 (2x1000 кВА)														
4	Ливарний цех														
	силове	57	3,0 - 220,0	1381,8	73	0,56	0,82	0,71	779,9	553,6	13	1,22	954,4	553,6	1103,4
	освітлювальне								16,9	29,3			18,0	31,1	
	Всього								796,8	582,9			972,4	584,8	1134,7
6	Ливарний відділ														
	силове	24	3,0 - 40,0	333	13	0,55	0,78	0,79	184,3	145,8	17	1,19	219,3	145,8	263,3
	освітлювальне								4,8	8,2			4,5	7,8	
	Всього								189,0	154,0			223,8	153,6	271,5
7	Землепідготовче відділення														
	силове	27	2,2 - 22	250,9	10	0,55	0,71	1,00	138,6	138,3	23	1,15	159,6	138,3	211,2
	освітлювальне								33,8	58,5			32,2	55,7	
	Всього								172,4	196,9			191,8	194,1	272,8

Продовження табл. 2.3

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16
	Всього по ТП-3 (2x1000 кВА)														
	силове	108	8,2 - 220,0	1966	27	0,56	0,80	0,76	1102,7	837,8	18	1,18	1298,5	837,8	1545,3
	освітлювальне								55,4	96,0			54,7	94,7	
	батареї конденсаторів													-600,0	
	всього												1353,2	332,4	1393,4
	втрати у трансформаторах												13,3	63,4	
	Всього на шинах 10 кВ ТП-3												1366,5	395,8	1422,6
	ТП-4 (2x1000 кВА)														
8	Ковальський цех														
	силове	46	3,0 - 55,0	809	18	0,39	0,76	0,86	312,3	267,2	29	1,21	377,8	267,2	462,7
	освітлювальне								11,9	20,6			11,3	19,6	
	Всього								324,2	287,7			389,1	286,7	483,4
9	Цех нормалей														
	силове	107	0,6 - 50,0	1429,9	83	0,23	0,59	1,35	330,8	446,9	57	1,19	395,2	446,9	596,5
	освітлювальне								15,4	26,7			14,7	25,4	
	Всього								346,2	473,6			409,8	472,3	625,3
10	Блок цехів №1														
	силове	171	1,0 - 47,0	2376,2	47	0,23	0,64	1,2	545,7	655,0	101	1,12	610,0	655,0	895,0
	освітлювальне								43,7	75,6			41,6	72,0	
	Всього								589,3	730,6			651,5	727,0	976,2
	Всього по ТП-4 (2x1000 кВА)														
	силове	324	4,6 - 55,0	4615	12	0,26	0,66	1,15	1188,8	1369,0	168	1,07	1269,6	1369,0	1867,1
	освітлювальне								70,9	122,8			67,5	116,9	
	батареї конденсаторів													-1100,0	

Продовження табл. 2.3

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16
	всього												1337,1	386,0	1391,7
	втрати у трансформаторах												13,3	63,3	
	Всього на шинах 10 кВ ТП-4												1350,3	449,2	1423,1
	<u>ТП-5 (2x1000 кВА)</u>														
11	Цех товарів ширвжитку														
	силове	75	0,6 - 40,0	807,2	67	0,26	0,67	1,10	207,0	227,1	40	1,24	257,0	227,1	343,0
	освітлювальне								17,8	30,8			16,9	29,3	
	Всього								224,7	258,0			273,9	256,5	375,2
	Гальванічний цех														
	силове	35	1,4 - 260,0	1359,2	186	0,67	0,84	0,63	912,7	579,2	10	1,18	1078,7	637,1	1252,8
	освітлювальне								6,1	10,5			5,8	10,0	
	Всього								918,8	589,7			1084,5	647,2	1262,9
	Всього по ТП-5 (2x1000 кВА)														
	силове	110	0,6 - 260,0	2166,4	433	0,52	0,81	0,72	1119,7	806,4	17	1,21	1359,3	806,4	1580,5
	освітлювальне								23,9	41,3			22,7	39,3	
	багарей конденсаторів													-600,0	
	всього												1382,0	245,7	1403,7
	втрати у трансформаторах												13,4	64,2	
	Всього на шинах 10 кВ ТП-5												1395,4	309,9	1429,4
	<u>ТП-6 (2x1000 кВА)</u>														
13	Компресорна														
	силове	36	3,0 - 160,0	1274,0	53	0,70	0,79	0,77	886,7	685,8	16	1,12	990,5	685,8	1204,7
	освітлювальне								3,2	5,5			2,8	4,9	
	Всього								889,9	691,2			993,3	690,7	1209,8

Продовження табл. 2.3

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16
14	Насосна станція														
	силове	11	2,2 - 75,0	307	34	0,70	0,80	0,75	214,4	160,8	8	1,19	255,0	176,8	310,3
	освітлювальне								0,8	1,3			0,7	1,2	
	Всього								215,1	162,1			255,7	178,0	311,6
15	Котельня														
	силове	21	0,8 - 15,0	148,2	20	0,69	0,80	0,75	101,7	76,3	20	1,10	112,3	76,3	135,7
	освітлювальне								2,1	3,6			1,9	3,3	
	Всього								103,8	79,9			114,2	79,6	139,1
	Всього по ТП-6 (2x1000 кВА)														
	силове	68	6,0 - 160,0	1729	27	0,70	0,79	0,77	1202,8	922,8	22	1,09	1314,7	922,8	1606,3
	освітлювальне								6,0	10,4			5,4	9,3	
	батареї конденсаторів													-550,0	
	всього												1320,1	382,2	1374,3
	втрати у трансформаторах												13,0	61,9	
	Всього на шинях 10 кВ ТП-6												1333,1	444,1	1405,1
	ТП-7 (2x1000 кВА)														
16	Інструментальний цех														
	силове	174	0,4 - 87,0	1420,7	235	0,27	0,62	1,27	387,6	494,0	33	1,27	491,7	494,0	696,9
	освітлювальне								9,7	16,8			9,3	16,0	
	Всього								397,3	510,8			500,9	510,0	714,8
17	Головний корпус														
	силове	136	0,4 - 70,0	2824,6	189	0,24	0,59	1,36	685,5	929,7	81	1,14	779,6	929,7	1213,3
	освітлювальне								9,5	16,5			9,0	15,7	
	Всього								695,0	946,1			788,6	945,3	1231,1

Продовження табл. 2.3

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16
18	Ремонтний цех														
	силове	54	0,4 - 30	470,2	81	0,27	0,65	1,18	124,8	147,4	31	1,29	161,0	147,4	218,3
	освітлювальне								9,1	15,7			8,6	15,0	
	Всього								133,9	163,1			169,7	162,4	234,8
	Всього по ТП-7 (2x1000 кВА)														
	силове	364	1,1 - 87,0	4715,5	78	0,25	0,61	1,31	1197,9	1571,0	108	1,10	1320,4	1571,0	2052,2
	освітлювальне								28,3	49,0			26,9	46,7	
	багарей конденсаторів													-1300,0	
	всього												1347,4	317,7	1384,3
	втрати у трансформаторах												13,1	62,7	
	Всього на шинах 10 кВ ТП-7												1360,5	380,4	1412,7
	ТП-8 (2x1000 кВА)														
19	Склад														
	силове	12	2,3 - 11,0	65,8	5	0,57	0,79	0,79	37,8	29,7	12	1,23	46,5	29,7	55,133
	освітлювальне								5,6	9,8			3,8	6,6	
	Всього								43,4	39,4			50,2	36,2	62,0
20	Цех К2														
	силове	322	0,6 - 50,0	3952,2	83	0,20	0,50	1,72	787,4	1356,2	158	1,09	856,3	1356,2	1603,9
	освітлювальне								123,9	214,6			131,8	228,3	
	Всього								911,3	1570,8			988,1	1584,5	1867,4
21	АБК														
	силове	81	0,5 - 5,5	169,4	11	0,51	0,78	0,81	85,9	69,4	62	1,08	92,7	69,4	115,78
	освітлювальне								52,2	25,3			50,1	24,3	
	Всього								138,1	94,6			142,8	93,6	170,8
	Освітлення території								9,5	16,5			10,7	18,5	

Продовження табл. 2.3

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16
	Всього по ТП-8 (2x1000 кВА)														
	силове	415	3,4 - 50,0	4187,4	15	0,22	0,53	1,60	911,1	1455,3	167	1,08	982,0	1455,3	1755,6
	освітлювальне								191,2	266,1			196,4	277,6	
	батареї конденсаторів													-1100,0	
	всього												1178,4	632,9	1337,6
	втрати у трансформаторах												12,5	59,2	
	Всього на шинях 10 кВ ТП-8												1190,8	692,1	1377,3
	Всього по заводу														
	силове	2223	0,1 - 260,0	25124,6	>3	0,33	0,68	1,07	8221,0	8770,0	193	1,05	8625,6	8770,0	12300,9
	освітлювальне								751,8	1002,0			746,3	1004,5	
	батареї конденсаторів 0,4 кВ													-7000,0	
	Всього								8972,7	9772,0			9371,8	2774,5	9773,9
	втрати у трансформаторах												101,4	484,5	
	батареї конденсаторів 10 кВ													-1800,0	
	Всього по заводу на шинях 10 кВ												9473,2	1458,9	9584,9

2.4 Графіки електричних навантажень

Використовуючи типові графіки електроспоживання верстатобудівних підприємств було побудовано добові зимові та літні графіки активної $P(t)$, реактивної $Q(t)$ та повної $S(t)$ потужностей заводу з урахуванням числа робочих (147 і 105, відповідно, зима/ літо) і вихідних днів (65 і 48, відповідно зима/ літо).

Типові графіки з відносних одиниць переведено у фактичні значення із використанням співвідношень для кожного ступеня графіка:

$$P_j = \frac{p_j, \%}{100\%} P_p; \quad (2.13)$$

$$Q_j = \frac{q_j, \%}{100\%} Q_p, \quad (2.14)$$

де P_j, Q_j – активне та реактивне навантаження на j -му ступені графіка електричного навантаження, відповідно, %;

Розрахункові навантаження літнього сезону (робоча доба):

– активне:

$$P_{p,л} = k_{п,р} \cdot P_p = 0,85 \cdot 9473,2 = 8052,2 \text{ кВт};$$

– реактивне:

$$Q_{p,л} = k_{п,қ} \cdot Q_p = 0,85 \cdot 1458,9 = 1240,1 \text{ квар},$$

де $k_{п,р}, k_{п,қ}$ – коефіцієнти пропорційності.

Графіки повного навантаження розраховані за виразом

$$S_j = \sqrt{P_j^2 + Q_j^2} \text{ кВА}. \quad (2.15)$$

За добовими графіками побудовано річні графіки активного та реактивного навантажень за тривалістю. На підставі яких визначено річне споживання активної $W_{річ}$ і реактивної $V_{річ}$ енергії, час використання максимуму навантаження T_{\max} , а також річний час максимальних втрат τ .

Розрахунок добових графіків виконаний у табл. 2.4-2.7, а самі графіки зображені на рисунках 2.1.

Результати розрахунку річних графіків приведено в табл. 2.8, а самі графіки представлені на рисунку 2.2.

									Арк.
Зм.	Арк.	№ докум.	Підпис.	Дата					24

Таблиця 2.4. Розрахунок добових графіків $P(t)$, $Q(t)$, $S(t)$ (робоча доба зимового періоду)

Номер інтервалу	Інтервал t , год	n_{pj} , %	$P_{jз}$, кВт	n_{qj} , %	$Q_{jз}$, квар	$S_{jз}$, кВА
1	0 – 1	45,0	4262,9	45,0	656,5	4313,2
2	1 – 2	45,0	4262,9	45,0	656,5	4313,2
3	2 – 3	45,0	4262,9	45,0	656,5	4313,2
4	3 – 4	45,0	4262,9	45,0	656,5	4313,2
5	4 – 5	50,0	4736,6	45,0	656,5	4781,9
6	5 – 6	50,0	4736,6	50,0	729,5	4792,4
7	6 – 7	80,0	7578,6	80,0	1167,1	7667,9
8	7 – 8	90,0	8525,9	85,0	1240,1	8615,6
9	8 – 9	100,0	9473,2	90,0	1313,0	9563,8
10	9 – 10	100,0	9473,2	100,0	1458,9	9584,9
11	10 – 11	90,0	8525,9	90,0	1313,0	8626,4
12	11 – 12	80,0	7578,6	80,0	1167,1	7667,9
13	12 – 13	90,0	8525,9	80,0	1167,1	8605,4
14	13 – 14	90,0	8525,9	90,0	1313,0	8626,4
15	14 – 15	100,0	9473,2	100,0	1458,9	9584,9
16	15 – 16	100,0	9473,2	100,0	1458,9	9584,9
17	16 – 17	90,0	8525,9	90,0	1313,0	8626,4
18	17 – 18	80,0	7578,6	70,0	1021,2	7647,1
19	18 – 19	60,0	5683,9	60,0	875,3	5750,9
20	19 – 20	60,0	5683,9	60,0	875,3	5750,9
21	20 – 21	50,0	4736,6	50,0	729,5	4792,4
22	21 – 22	50,0	4736,6	50,0	729,5	4792,4
23	22 – 23	50,0	4736,6	50,0	729,5	4792,4
24	23 – 24	45,0	4262,9	40,0	583,6	4302,7

Таблиця 2.5. Розрахунок добових графіків $P(t)$, $Q(t)$, $S(t)$ (вихідна доба зимового періоду)

Номер інтервалу	Інтервал t , год	n_{pj} , %	$P_{jз}$, кВт	n_{qj} , %	$Q_{jз}$, квар	$S_{jз}$, кВА
1	0 – 1	37,0	3505,1	36,0	525,2	3544,2
2	1 – 2	37,0	3505,1	36,0	525,2	3544,2
3	2 – 3	37,0	3505,1	36,0	525,2	3544,2
4	3 – 4	37,0	3505,1	36,0	525,2	3544,2
5	4 – 5	37,0	3505,1	36,0	525,2	3544,2
6	5 – 6	37,0	3505,1	36,0	525,2	3544,2
7	6 – 7	37,0	3505,1	36,0	525,2	3544,2
8	7 – 8	37,0	3505,1	36,0	525,2	3544,2
9	8 – 9	27,0	2557,8	25,0	364,7	2583,6
10	9 – 10	27,0	2557,8	25,0	364,7	2583,6
11	10 – 11	27,0	2557,8	25,0	364,7	2583,6
12	11 – 12	27,0	2557,8	25,0	364,7	2583,6
13	12 – 13	27,0	2557,8	25,0	364,7	2583,6
14	13 – 14	27,0	2557,8	25,0	364,7	2583,6
15	14 – 15	27,0	2557,8	25,0	364,7	2583,6
16	15 – 16	27,0	2557,8	25,0	364,7	2583,6
17	16 – 17	27,0	2557,8	25,0	364,7	2583,6
18	17 – 18	37,0	3505,1	36,0	525,2	3544,2
19	18 – 19	37,0	3505,1	36,0	525,2	3544,2
20	19 – 20	37,0	3505,1	36,0	525,2	3544,2
21	20 – 21	37,0	3505,1	36,0	525,2	3544,2
22	21 – 22	37,0	3505,1	36,0	525,2	3544,2
23	22 – 23	37,0	3505,1	36,0	525,2	3544,2
24	23 – 24	37,0	3505,1	36,0	525,2	3544,2

						Арк.
Зм.	Арк.	№ докум.	Підпис.	Дата		25

Таблиця 2.6 Розрахунок добових графіків $P(t)$, $Q(t)$, $S(t)$ (робоча доба літнього періоду)

Номер інтервалу	Інтервал t , год	n_{pj} , %	P_{jl} , кВт	n_{qj} , %	Q_{jl} , квар	S_{jl} , кВА
1	0 – 1	42,0	3381,9	40,0	496,0	3418,1
2	1 – 2	43,0	3462,5	40,0	496,0	3497,8
3	2 – 3	43,0	3462,5	40,0	496,0	3497,8
4	3 – 4	43,0	3462,5	42,0	520,8	3501,4
5	4 – 5	47,0	3784,5	42,0	520,8	3820,2
6	5 – 6	47,0	3784,5	50,0	620,0	3835,0
7	6 – 7	85,0	6844,4	80,0	992,1	6915,9
8	7 – 8	85,0	6844,4	85,0	1054,1	6925,1
9	8 – 9	100,0	8052,2	95,0	1178,1	8137,9
10	9 – 10	100,0	8052,2	100,0	1240,1	8147,1
11	10 – 11	95,0	7649,6	90,0	1116,1	7730,6
12	11 – 12	80,0	6441,8	80,0	992,1	6517,7
13	12 – 13	90,0	7247,0	90,0	1116,1	7332,4
14	13 – 14	90,0	7247,0	90,0	1116,1	7332,4
15	14 – 15	100,0	8052,2	100,0	1240,1	8147,1
16	15 – 16	100,0	8052,2	100,0	1240,1	8147,1
17	16 – 17	90,0	7247,0	90,0	1116,1	7332,4
18	17 – 18	86,0	6924,9	70,0	868,0	6979,1
19	18 – 19	60,0	4831,3	70,0	868,0	4908,7
20	19 – 20	60,0	4831,3	60,0	744,0	4888,3
21	20 – 21	50,0	4026,1	50,0	620,0	4073,6
22	21 – 22	50,0	4026,1	50,0	620,0	4073,6
23	22 – 23	50,0	4026,1	45,0	558,0	4064,6
24	23 – 24	45,0	3623,5	40,0	496,0	3657,3

Таблиця 2.7 Розрахунок добових графіків $P(t)$, $Q(t)$, $S(t)$ (вихідна доба літнього періоду)

Номер інтервалу	Інтервал t , год	n_{pj} , %	P_{jl} , кВт	n_{qj} , %	Q_{jl} , квар	S_{jl} , кВА
1	0 – 1	35,0	2818,3	35,0	434,0	2851,5
2	1 – 2	35,0	2818,3	35,0	434,0	2851,5
3	2 – 3	35,0	2818,3	35,0	434,0	2851,5
4	3 – 4	35,0	2818,3	35,0	434,0	2851,5
5	4 – 5	35,0	2818,3	35,0	434,0	2851,5
6	5 – 6	35,0	2818,3	35,0	434,0	2851,5
7	6 – 7	35,0	2818,3	35,0	434,0	2851,5
8	7 – 8	24,0	1932,5	25,0	310,0	1957,2
9	8 – 9	24,0	1932,5	25,0	310,0	1957,2
10	9 – 10	24,0	1932,5	25,0	310,0	1957,2
11	10 – 11	24,0	1932,5	25,0	310,0	1957,2
12	11 – 12	24,0	1932,5	25,0	310,0	1957,2
13	12 – 13	24,0	1932,5	25,0	310,0	1957,2
14	13 – 14	24,0	1932,5	25,0	310,0	1957,2
15	14 – 15	24,0	1932,5	25,0	310,0	1957,2
16	15 – 16	24,0	1932,5	25,0	310,0	1957,2
17	16 – 17	24,0	1932,5	25,0	310,0	1957,2
18	17 – 18	24,0	1932,5	25,0	310,0	1957,2
19	18 – 19	35,0	2818,3	35,0	434,0	2851,5
20	19 – 20	35,0	2818,3	35,0	434,0	2851,5
21	20 – 21	35,0	2818,3	35,0	434,0	2851,5
22	21 – 22	35,0	2818,3	35,0	434,0	2851,5
23	22 – 23	35,0	2818,3	35,0	434,0	2851,5
24	23 – 24	35,0	2818,3	35,0	434,0	2851,5

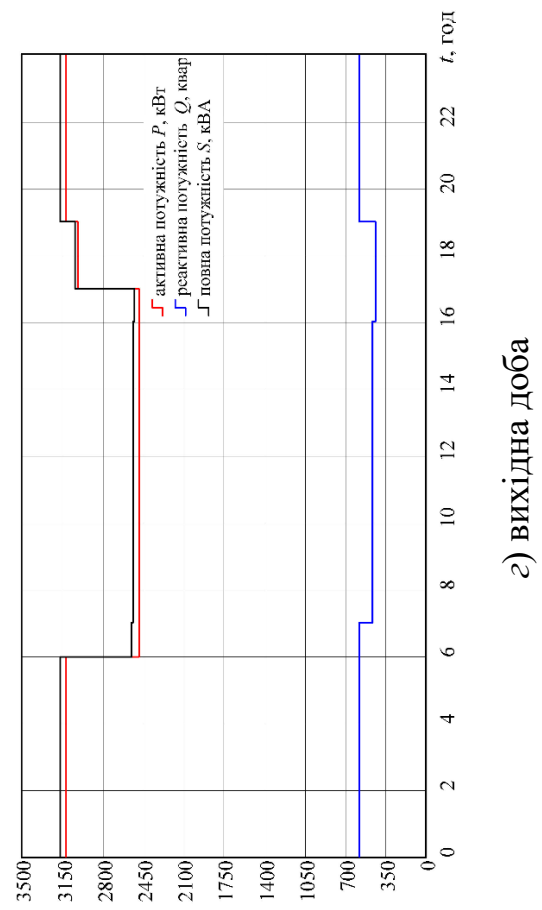
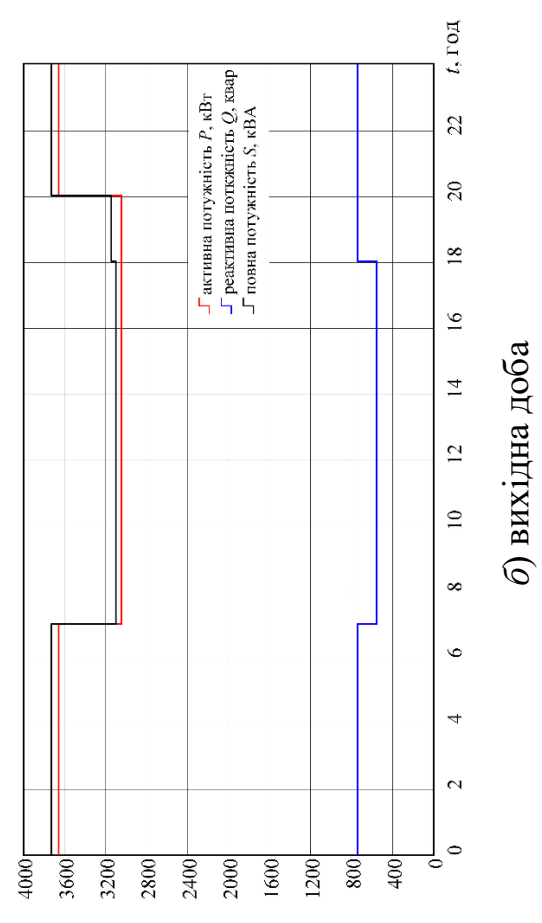
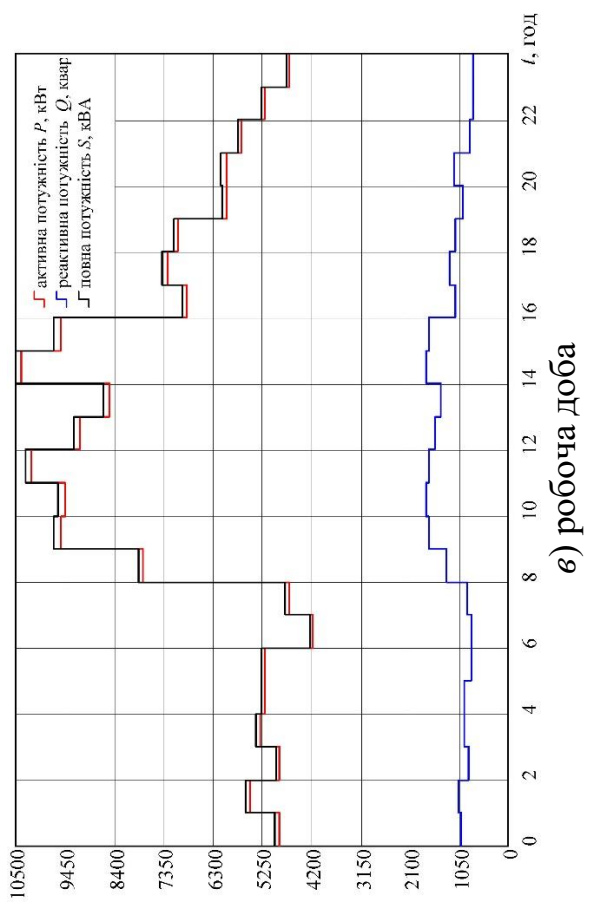
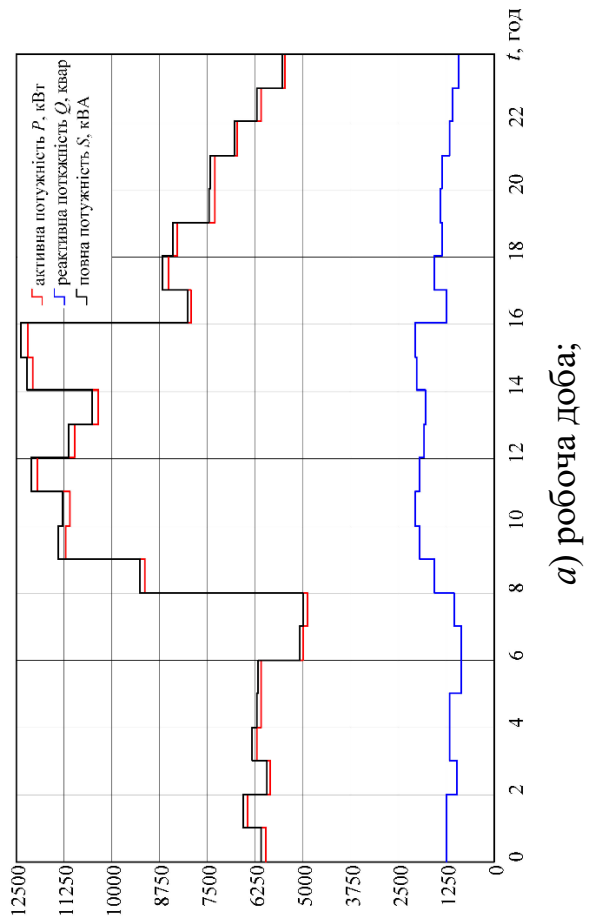


Рисунок 2.1 – Добові графіки електронавантажень:
 а), б) – зимовий період; в), г) літній період

Таблиця 2.8 Річних графіки $P(t)$, $Q(t)$, $S(t)$ за тривалістю

№ п/п	Тривалість ступеня, год	Потужність P , кВт	Тривалість ступеня, год	Потужність Q , квар	Тривалість ступеня, год	Потужність S , кВА
1	2	3	4	5	6	7
1	147	9473,2	147	1458,9	147	9584,9
2	147	9473,2	147	1458,9	147	9584,9
3	147	9473,2	147	1458,9	147	9584,9
4	147	9473,2	147	1313,0	147	9563,8
5	147	8525,9	147	1313,0	147	8626,4
6	147	8525,9	147	1313,0	147	8626,4
7	147	8525,9	147	1313,0	147	8626,4
8	147	8525,9	147	1240,1	147	8615,6
9	147	8525,9	147	1167,1	147	8605,4
10	105	8052,2	147	1167,1	105	8147,1
11	105	8052,2	147	1167,1	105	8147,1
12	105	8052,2	147	1021,2	105	8147,1
13	105	8052,2	147	875,3	105	8137,9
14	105	7649,6	147	875,3	105	7730,6
15	147	7578,6	147	729,5	147	7667,9
16	147	7578,6	147	729,5	147	7667,9
17	147	7578,6	147	729,5	147	7647,1
18	105	7247,0	147	729,5	105	7332,4
19	105	7247,0	147	656,5	105	7332,4
20	105	7247,0	147	656,5	105	7332,4
21	105	6924,9	147	656,5	105	6979,1
22	105	6844,4	147	656,5	105	6925,1
23	105	6844,4	147	656,5	105	6915,9
24	105	6441,8	147	583,6	105	6517,7
25	147	5683,9	65	525,2	147	5750,9
26	147	5683,9	65	525,2	147	5750,9
27	105	4831,3	65	525,2	105	4908,7
28	105	4831,3	65	525,2	105	4888,3
29	147	4736,6	65	525,2	147	4792,4
30	147	4736,6	65	525,2	147	4792,4
31	147	4736,6	65	525,2	147	4792,4
32	147	4736,6	65	525,2	147	4792,4
33	147	4736,6	65	525,2	147	4781,9
34	147	4262,9	65	525,2	147	4313,2
35	147	4262,9	65	525,2	147	4313,2
36	147	4262,9	65	525,2	147	4313,2
37	147	4262,9	65	525,2	147	4313,2
38	147	4262,9	65	525,2	147	4302,7
39	105	4026,1	65	525,2	105	4073,6
40	105	4026,1	105	434,0	105	4073,6
41	105	4026,1	48	434,0	105	4064,6
42	105	3784,5	48	434,0	105	3835,0
43	105	3784,5	105	434,0	105	3820,2
44	105	3623,5	105	434,0	105	3657,3
45	65	3505,1	48	434,0	65	3544,2
46	65	3505,1	105	434,0	65	3544,2

						Арк.
Зм.	Арк.	№ докум.	Підпис.	Дата		28

Продовження табл. 2.8

1	2	3	4	5	6	7
47	65	3505,1	105	434,0	65	3544,2
48	65	3505,1	105	434,0	65	3544,2
49	65	3505,1	105	434,0	65	3544,2
50	65	3505,1	105	434,0	65	3544,2
51	65	3505,1	48	434,0	65	3544,2
52	65	3505,1	48	434,0	65	3544,2
53	65	3505,1	48	434,0	65	3544,2
54	65	3505,1	48	434,0	65	3544,2
55	65	3505,1	48	434,0	65	3544,2
56	65	3505,1	48	434,0	65	3544,2
57	65	3505,1	48	434,0	65	3544,2
58	65	3505,1	48	434,0	65	3544,2
59	65	3505,1	105	434,0	65	3544,2
60	105	3462,5	48	434,0	105	3501,4
61	105	3462,5	105	434,0	105	3497,8
62	105	3462,5	105	434,0	105	3497,8
63	105	3381,9	105	434,0	105	3418,1
64	48	2818,3	105	434,0	48	2851,5
65	48	2818,3	48	434,0	48	2851,5
66	48	2818,3	65	364,7	48	2851,5
67	48	2818,3	65	364,7	48	2851,5
68	48	2818,3	65	364,7	48	2851,5
69	48	2818,3	65	364,7	48	2851,5
70	48	2818,3	65	364,7	48	2851,5
71	48	2818,3	65	364,7	48	2851,5
72	48	2818,3	65	364,7	48	2851,5
73	48	2818,3	65	364,7	48	2851,5
74	48	2818,3	65	364,7	48	2851,5
75	48	2818,3	48	310,0	48	2851,5
76	48	2818,3	48	310,0	48	2851,5
77	65	2557,8	48	310,0	65	2583,6
78	65	2557,8	48	310,0	65	2583,6
79	65	2557,8	48	310,0	65	2583,6
80	65	2557,8	48	310,0	65	2583,6
81	65	2557,8	105	310,0	65	2583,6
82	65	2557,8	48	310,0	65	2583,6
83	65	2557,8	48	310,0	65	2583,6
84	65	2557,8	105	310,0	65	2583,6
85	65	2557,8	105	310,0	65	2583,6
86	48	1932,5	105	310,0	48	1957,2
87	48	1932,5	48	310,0	48	1957,2
88	48	1932,5	105	310,0	48	1957,2
89	48	1932,5	48	310,0	48	1957,2
90	48	1932,5	105	310,0	48	1957,2
91	48	1932,5	105	310,0	48	1957,2
92	48	1932,5	105	310,0	48	1957,2
93	48	1932,5	105	310,0	48	1957,2
94	48	1932,5	105	310,0	48	1957,2
95	48	1932,5	48	310,0	48	1957,2
96	48	1932,5	105	310,0	48	1957,2
Всього	8760		8760		8760	

Арк.

29

Зм. Арк. № докум. Підпис. Дата

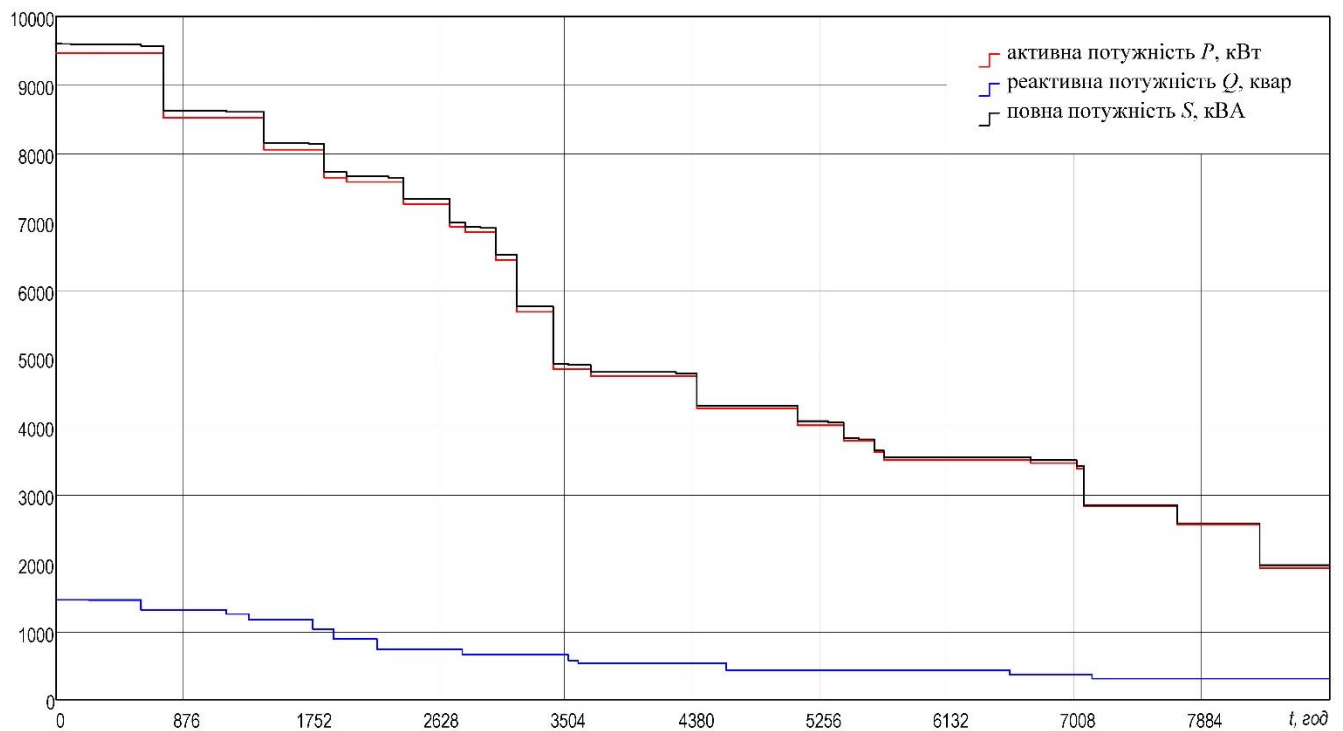


Рисунок 2.2 – Річні графіки $P(t)$, $Q(t)$, $S(t)$ за тривалістю

Річне споживання та реактивної енергії:

- активної

$$W_{\text{річ}} = \sum_{j=1}^n \left[147P_{3.p_j} + 65P_{3.в_j} + 105P_{л.p_j} + 48P_{л.в_j} \right] = 45369,5 \text{ МВт};$$

- реактивної

$$V_{\text{річ}} = \sum_{j=1}^n \left[147Q_{3.p_j} + 65Q_{3.в_j} + 105Q_{л.p_j} + 48Q_{л.в_j} \right] = 6811,2 \text{ Мвар.}$$

Час використання максимуму навантаження

$$T_{\text{max}} = \frac{\sqrt{W_{\text{р}}^2 + V_{\text{р}}^2}}{S_{\text{р}}} = \frac{\sqrt{45369,9^2 + 6811,2^2}}{9473,2} = 4786,5 \text{ год.}$$

Час максимальних втрат

$$\tau = \left[0,124 + \frac{T_{\text{max}}}{10000} \right]^2 \cdot 8760 = \left[0,124 + \frac{4786,5}{10000} \right]^2 \cdot 8760 = 3181,6 \text{ год.}$$

Зм.	Арк.	№ докум.	Підпис.	Дата

Арк.

30

3 КАРТОГРАМИ ЕЛЕКТРИЧНИХ НАВАНТАЖЕНЬ ТА ВИБІР МІСЦЯ РОЗТАШУВАННЯ ЦРУ 10 кВ

З метою візуалізації розподілу навантажень по території заводу будується картограма. На ній для кожного цеху зображується коло, площа якого в обраному масштабі (прийнято $m = 0,5$ кВА/мм²) відповідає повному розрахунковому навантаженню цього цеху. Радіуси кіл R_i , визначаються за формулою:

$$r = \sqrt{\frac{P_{\text{р.сум}}}{\pi \cdot m}}. \quad (3.1)$$

Усередині кожного кола окремим сектором виділяється частка освітлювального навантаження, центральний кут якого визначається за формулою

$$\alpha_i = 360 \frac{P_{\text{осв.р.і}}}{P_{\rho\Sigma}}, \text{ град.} \quad (3.2)$$

Детальні розрахунки параметрів картограми наведено в табл. 3.1.

Фінальним етапом для визначення оптимального місця розташування центрального розподільчого пункту (ЦРУ) є розрахунок центра електричних навантажень (ЦЕН). Це умовна точка, що характеризує геометричний центр усіх навантажень заводу, і її координати (x_0, y_0) визначаються на основі потужностей та розташування кожного цеху:

$$x_0 = \frac{\sum_{i=1}^n x_i P_i}{\sum_{i=1}^n P_i} = \frac{1730218,1}{9473,2} = 167,3 \text{ м}; \quad y_0 = \frac{\sum_{i=1}^n y_i P_i}{\sum_{i=1}^n P_i} = \frac{1987954,6}{9473,2} = 192,2 \text{ м}.$$

Однак для мінімізації довжини кабельних ліній та, як наслідок, зменшення капітальних витрат, ЦРУ доцільно розміщувати не точно в ЦЕН, а зі зміщенням у напрямку основного джерела живлення.

Згідно з розрахунками, координати ЦЕН для даного заводу становлять $(x_0 = 167,3$ м; $y_0 = 192,2$ м). Враховуючи необхідність зміщення до джерела живлення та існуючі архітектурні обмеження на генплані, для розміщення ЦРУ обрано точку з координатами (157 м; 46,3 м).

						Арк.
Зм.	Арк.	№ докум.	Підпис.	Дата		31

Таблиця 3.1. Розрахунок картограми навантажень заводу радіальних верстатів

№ п/п	Назва цеху, підрозділу заводу	Розрахункові навантаження			Радіус кола <i>r</i> , мм	Координати центру кола, м		Градусна міра кута, α , °	Добутки,	
		P_r , кВт	P_{oc} , кВт	$P_{сумь}$, кВт		<i>x</i> , м	<i>y</i> , м		<i>P_x</i> , кВт·м	<i>P_y</i> , квар·м
1	Інж.-лабораторний корпус	198,1	180,8	378,8	15,5	11,1	319,6	171,8	4186,2	121077,9
2	Цех прецизійних верстатів	792,6	125,5	918,2	24,2	88,8	317,7	49,2	81533,8	291703,5
3	Цех К1	280,7	37,3	318,0	14,2	196,8	326,5	42,2	62589,6	103838,9
4	Ливарний цех	954,4	18,0	972,4	24,9	254,3	266,0	6,7	247238,7	258664,7
5	Модельний цех	498,5	29,1	527,6	18,3	203,1	279,0	19,8	107154,0	147198,2
6	Ливарний відділ	219,3	4,5	223,8	11,9	211,1	237,3	7,3	47234,2	53097,9
7	Землепідготовче відділення	159,6	32,2	191,8	11,1	216,7	227,0	60,4	41554,6	43520,2
8	Ковальський цех	377,8	11,3	389,1	15,7	162,6	187,8	10,5	63253,3	73059,4
9	Цех нормалей	395,2	14,7	409,8	16,2	211,0	187,8	12,9	86468,5	76940,6
10	Блок цехів №1	610,0	41,6	651,5	20,4	190,0	177,5	23,0	123792,6	115648,4
11	Цех товарів ширвжитку	257,0	16,9	273,9	13,2	225,0	135,5	22,3	61623,3	37110,9
12	Гальванічний цех	1078,7	5,8	1084,5	26,3	200,1	135,5	1,9	217001,1	146944,8
13	Компресорна	990,5	2,8	993,3	25,2	220,7	90,8	1,0	219224,2	90143,2
14	Насосна станція	255,0	0,7	255,7	12,8	235,0	82,1	1,0	60093,0	20994,2
15	Котельна	112,3	1,9	114,2	8,5	218,4	70,5	5,9	24931,7	8048,0
16	Інструментальний цех	491,7	9,3	500,9	17,9	179,2	75,2	6,7	89766,0	37644,6
17	Головний корпус	779,6	9,0	788,6	22,4	125,7	73,8	4,1	99132,1	58201,6
18	Ремонтний цех	161,0	8,6	169,7	10,4	122,4	125,0	18,3	20757,4	21198,5
19	Склад	46,5	3,8	50,2	5,7	42,3	180,0	27,1	2125,2	9040,7
20	Цех К2	856,3	131,8	988,1	25,1	68,9	241,3	48,0	68030,6	238378,8
21	АБК	92,7	50,1	142,8	9,5	17,7	248,6	126,3	2528,0	35499,4
	Всього	9607,4	735,6	10343,0					1730218,1	1987954,6

4 ТЕХНІКО-ЕКОНОМІЧНЕ ОБҐРУНТУВАННЯ СХЕМ ЗОВНІШНЬОГО ТА ВНУТРІШНЬОГО ЕЛЕКТРОПОСТАЧАННЯ ЗАВОДУ

4.1 Вибір напруги та схеми приєднання заводу

Розроблення схеми приєднання промислового підприємства спрямоване на створення технічно досконалого та економічно обґрунтованого рішення. Будь-яка така система зовнішнього електропостачання має відповідати трьом ключовим вимогам:

- надійності;
- безпеки;
- економічної ефективності.

При цьому рівень надійності має ієрархічно зростати – від окремих споживачів до зовнішніх мереж живлення, що забезпечує сталість роботи всього об'єкта.

Вибір схеми приєднання є одним із головних рішень у проєкті. Він ґрунтується на аналізі таких вихідних даних, як розрахункове навантаження, відстань до джерел живлення, територіальний розподіл споживачів та їхні вимоги до надійності. Оптимальна номінальна напруга обирається як найбільш економічно доцільна серед усіх технічно прийнятних стандартних значень.

На основі проведеного аналізу для цього проєкту прийнято наступну схему приєднання:

живлення заводу радіальних верстатів здійснюватиметься від головної знижувальної підстанції (ГЗП) енергосистеми по двох паралельних кабельних лініях напругою 10 кВ і протяжністю 2,5 км. Для прийому та розподілу електроенергії на території заводу передбачається спорудження центрального розподільчої установки (ЦРУ) 10 кВ з двома секціями шин.

4.2 Вибір напруги і схеми внутрішнього електропостачання

Для розподільної мережі заводу обрано номінальну напругу 10 кВ. Це рішення обґрунтоване близькістю джерела живлення з відповідною напругою, відсутністю навантажень на 6 кВ, а також технічними перевагами: вищою пропускною здатністю мережі та суттєвим зменшенням втрат потужності.

									Арк.
Зм.	Арк.	№ докум.	Підпис.	Дата					33

Головними критеріями при виборі конфігурації внутрішньої мережі є надійність, економічність та забезпечення якості електроенергії. На практиці для промислових підприємств найчастіше застосовують радіальні, магістральні або змішані схеми, які дозволяють збалансувати технічні та економічні показники.

З огляду на зазначені критерії, для подальшого аналізу розглядаються два варіанти побудови внутрішньої мережі 10 кВ:

Варіант 1 (Радіальна схема, рис. 4.1). Живлення кожної цехової ПС здійснюється ві ЦРУ 10 кВ по окремих кабельних лініях, що приєднані до її вводів 10 кВ наглухо (без додаткових комутаційних апаратів).

Варіант 2 (Змішана схема, рис. 4.2). Цехові підстанції приєднуються до магістральних ліній, що відходять від ЦРУ 10 кВ. Підключення кожної ТП до магістралі виконується через ввідну шафу із запобіжником та вимикачем навантаження.

Остаточне рішення щодо оптимального варіанта буде прийнято на основі порівняння приведених річних витрат для кожної із намічених схем.

4.2.1. Вибір кабельних ліній

Варіант №2. Струмове навантаження КЛ-3 (ТП-7) :

- нормальний режим

$$I_p = \frac{S_{p.кл3}}{\sqrt{3}U_{ном} \cdot n} = \frac{3951,6}{\sqrt{3} \cdot 10,5 \cdot 2} = 108,8 \text{ А};$$

- аварійний режим

$$I_{p.ав} = \frac{S_{p.кл-3}}{\sqrt{3}U_{ном}} = \frac{3951,6}{\sqrt{3} \cdot 10,5} = 217,6 \text{ А.}$$

Приймаємо кабель марки ААШВ-(3x120) із тривало допустимим струмом $I_{доп} = 218 \text{ А}$ [1].

КЛ по території заводу прокладаються в траншеях, тому:

$$I'_{доп} = k_{з.с.н} \cdot I_{доп} = 0,92 \cdot 218 = 200,6 \text{ А.}$$

де $k_{з.с.н}$ – коефіцієнт зниження струмового навантаження кабелів, внаслідок прокладки їх поряд [1].

Струм допустимого перевантаження КЛ тривалістю до 6 год:

$$I_{ав.д} = k_{д.а.п} \cdot I'_{доп} = 1,25 \cdot 200,6 = 250,7 \text{ А,}$$

						Арк.
Зм.	Арк.	№ докум.	Підпис.	Дата		34

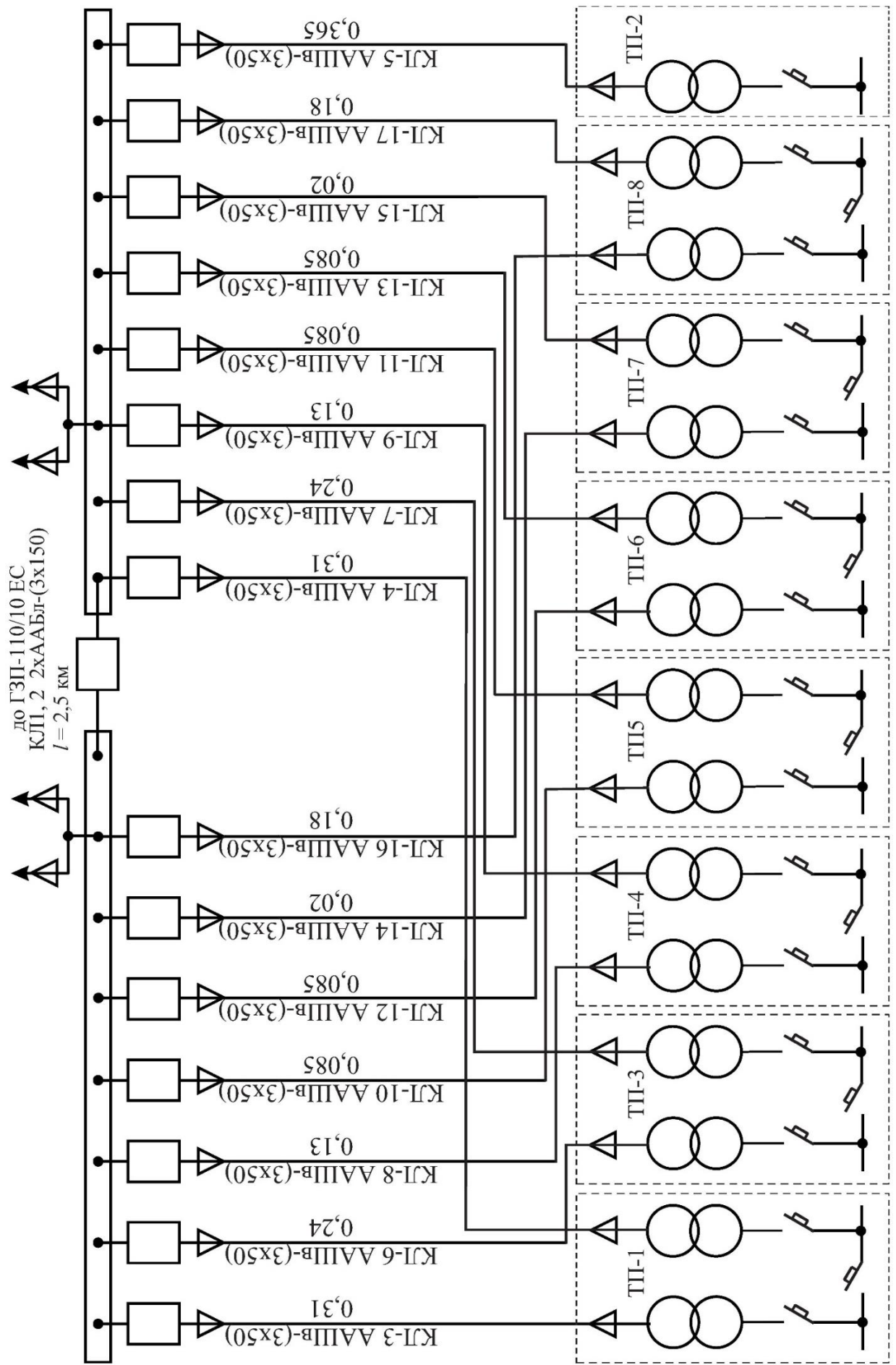


Рисунок 4.1 – Схема електропостачання за вар. №1

Зм.	Арк.	№ докум.	Підпис.	Дата

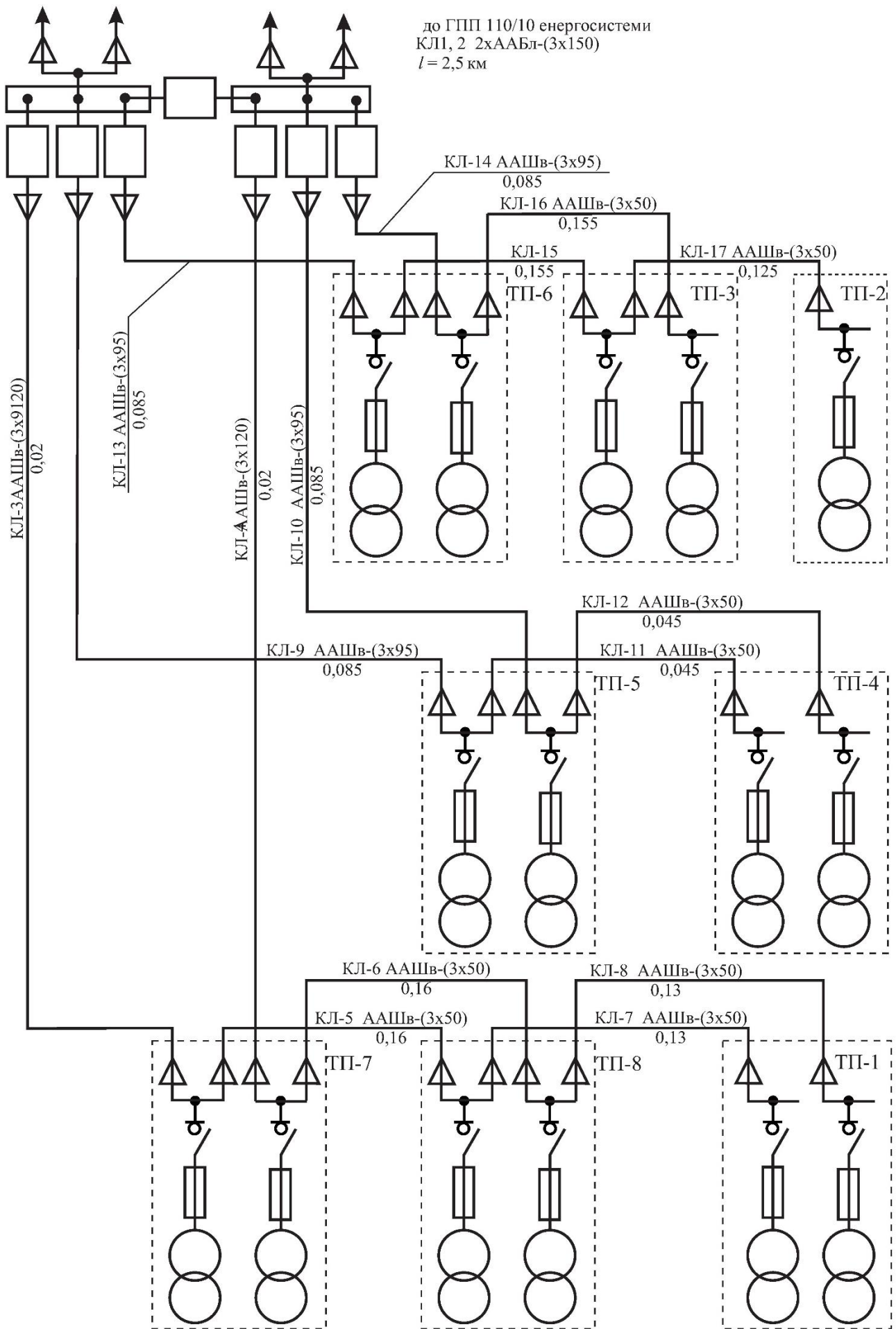


Рисунок 4.2 – Схема електропостачання за вар. №1

Зм.	Арк.	№ докум.	Підпис.	Дата

де $k_{д.а.п}$ – значення допустимого перевантаження КЛ за умови, що

$$k_3 = I_p / I'_д = 108,8 / 200,6 = 0,54 < 0,6.$$

За результатами розрахунків, кабель ААШВ-(3×120) відповідає всім вимогам і приймається до подальшого розгляду. Розрахунок та вибір решти кабельних КЛ для обох варіантів виконується аналогічно, а підсумкові результати наведено в табл. 4.2.

Оскільки вар. 2 передбачає використання магістральних схем, для нього додатково виконується розрахунок розподілу навантажень на магістральних ділянках. Цей розрахунок проводиться за методом впорядкованих діаграм, а його результати представлено в таблиці 4.1.

Таблиця 4.2. Вибір кабельних ліній

№ вар	№ КЛ	ЕП	I_p , А	Тип КЛ	$I'_д$, А	l , км	$k_{д.а.п}$	$k_{д.а.п}$	$l'_д$, А	$k_{ап}$	$I_{ав} < I_{ав.д}$, А
1	3, 4	ТП-1	37,6	ААШВ-(3×50)	134	0,310	1,25	0,92	128,8	2	75,3 < 154,1
	5	ТП-2	51,0			0,365		1,00	140,0	1	51,0 < 167,5
	6, 7	ТП-3	39,2			0,240		0,92	128,8	2	78,3 < 154,1
	8, 9	ТП-4	39,2			0,130		0,92	128,8	2	78,3 < 154,1
	10, 11	ТП-5	39,3			0,085		0,92	128,8	2	78,7 < 154,1
	12, 13	ТП-6	38,7			0,085		0,92	128,8	2	77,4 < 154,1
	14, 15	ТП-7	38,9			0,020		0,92	128,8	2	77,8 < 154,1
	16, 17	ТП-8	37,9			0,180		0,92	128,8	2	75,8 < 154,1
2	3, 4	ТП-7	108,8	ААШВ-(3×120)	218	0,02	1,25	0,92	188,6	2	217,5 < 250,7
	5, 6	ТП-8	73,4	ААШВ-(3×50)	134	0,16		0,92	128,8	2	146,9 < 154,1
	7, 8	ТП-1	37,6	ААШВ-(3×50)	134	0,13		0,92	128,8	2	75,3 < 154,1
	9, 10	ТП-5	79,0	ААШВ-(3×95)	192	0,085		0,92	188,6	2	158,0 < 220,8
	11, 12	ТП-4	39,2	ААШВ-(3×50)	134	0,045		0,92	128,8	2	78,3 < 154,1
	13	ТП-6	113,9	ААШВ-(3×95)	192	0,085		0,92	188,6	1,7	193,7 < 220,8
	14	ТП-6	83,4	ААШВ-(3×95)	192	0,085		0,92	188,6	2,5	208,5 < 220,8
	15	ТП-3	85,3	ААШВ-(3×50)	134	0,155		0,92	128,8	1,5	128,0 < 154,1
	16	ТП-3	39,2	ААШВ-(3×50)	134	0,155		0,92	128,8	3	117,5 < 154,1
	17	ТП-2	51,0	ААШВ-(3×50)	134	0,125		1,00	140,0	1	51,0 < 167,5

4.2.2. Вибір схеми електропостачання

Основним критерієм для вибору оптимальної схеми електропостачання є мінімум зведених річних витрат. Це інтегральний показник, який дозволяє об'єктивно порівняти варіанти, враховуючи як одноразові капітальні вкладення, так і майбутні щорічні витрати.

Зведені витрати розраховуються за загальноприйнятою формулою

$$P_{в1} = E_n \cdot K + C + B + Z = 0,12 \cdot 7152,3 + 1217,7 + 319,2 = 2395,2 \text{ тис. грн.}$$

					Арк.
Зм.	Арк.	№ докум.	Підпис.	Дата	37

Таблиця 4.1. Розрахунок електричних навантажень в мережі 10 кВ для вибору магістральних КЛ

№ п/п	Назва вузлів навантаження та груп електроприймачів	Кільк. ЕС	Встановлена потужність, кВт		m	K _с	cos φ	tg φ	Середнє навантаження за зміну		n _е	K _м	Розрахункова потужність,		
			Одного	Сумарна					P _{ср} , кВт	Q _{ср} , квар			P _р , кВт	Q _р , квар	S _р , кВА
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16
	Кабельні лінії 3, 4														
	ТП-7 (2x1000)														
	силова	364	1,1 - 87,0	4715,5	78	0,25	0,61	1,31	1197,9	1571,0	108	1,10	1320,4	1571,0	2052,2
	освітлювальна								28,3	49,0			26,9	46,7	
	батареї конденсаторів													-1300,0	
	ТП-8 (2x1000)														
	силова	415	3,4 - 50,0	4187,4	15	0,22	0,53	1,60	911,1	1455,3	167	1,08	982,0	1455,3	1755,6
	освітлювальна								191,2	266,1			196,4	277,6	
	батареї конденсаторів													-1100,0	
	ТП-1 (2x1000)														
	силова	643	0,1 - 44,0	4118,5	>3	0,22	0,61	1,32	906,7	1192,9	187	1,07	969,8	1192,9	1537,4
	освітлювальна								306,3	295,6			306,3	305,0	
	батареї конденсаторів													-1100,0	
	Всього ТП-7, 8, 3 (6x1000 кВА)														
	силова	1422	0,1 - 44,0	13021,4	>3	0,23	0,58	1,40	3015,7	4219,2	592	1,02	3084,9	4219,2	5226,7
	освітлювальна								525,8	610,7			529,6	629,3	
	батареї конденсаторів													-3500,0	
	всього												3614,5	1348,5	3857,9
	втрати в трансформаторах												35,2	166,4	
	Всього по КЛ-3, 4												3649,7	1514,9	3951,6
	Кабельна лінія 5, 6														
	ТП-8 (2x1000)														
	силова	415	3,4 - 50	4187,4	15	0,22	0,53	1,60	911,1	1455,3	167	1,08	982,0	1455,3	1755,6
	освітлювальна								191,2	266,1			196,4	277,6	
	батареї конденсаторів													-1100,0	

Продовження табл. 4.1

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16
	Кабельна лінія 13														
	ТП-6 (1x1000)														
	силова	34	6,0 - 160,0	864,6	27	0,70	0,79	0,77	601,4	461,4	22	1,09	1314,7	922,8	1606,3
	освітлювальна								3,0	5,2			2,7	4,7	
	батареї конденсаторів													-275,0	
	ТП-3 (1x1000)														
	силова	162	4,6 - 55,0	2307,6	12	0,26	0,66	1,15	594,4	684,5	168	1,07	1269,6	1369,0	1867,1
	освітлювальна								35,5	61,4			33,8	58,5	
	батареї конденсаторів													-550,0	
	ТП-2 (1x1000)														
	силова	191	0,4 - 250,0	1626,8	>3	0,36	0,69	1,04	591,3	614,8	13	1,42	841,2	614,8	1041,9
	освітлювальна								69,7	120,7			66,3	114,9	
	батареї конденсаторів													-650,0	
	Всього ТП-6, 3, 2 (3x1000)														
	силова	387	0,4 - 55,0	4799,0	149	0,37	0,71	0,99	1787,1	1760,7	175	1,05	1872,4	1760,7	2570,2
	освітлювальна								108,2	187,3			102,8	178,0	
	батареї конденсаторів													-1475,0	
	всього												1975,2	463,8	2028,9
	втрати в трансформаторах												19,0	90,5	
	Всього по КЛ-13												1994,2	554,2	2069,8
	Кабельна лінія 14														
	ТП-6 (1x1000)														
	силова	34	6,0 - 160,0	865	27	0,70	0,79	0,77	601,4	461,4	22	1,09	1314,7	922,8	1606,3
	освітлювальна								3,0	5,2			2,7	4,7	
	батареї конденсаторів													-275,0	

Продовження табл. 4.1

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16
	ТП-3 (1x1000)	162	4,6 - 55,0	2307,6	12	0,26	0,66	1,15	594,4	684,5	168	1,07	1269,6	1369,0	1867,1
	освітлювальна								35,5	61,4			33,8	58,5	
	батареї конденсаторів													-550,0	
	Всього ТП-6, 3 (2x1000)														
	силова	196	4,6 - 160,0	3172,2	35	0,38	0,72	0,96	1195,8	1145,9	40	1,17	1393,9	1145,9	1804,5
	освітлювальна								38,5	66,6			36,4	63,1	
	батареї конденсаторів													-825,0	
	всього												1430,4	384,1	1481,0
	втрати в трансформаторах												14,6	70,3	
	Всього по КЛ-14												1445,0	454,4	1514,8
	Кабельна лінія 15														
	ТП-3 (1x1000)														
	силова	54	8,2 - 220,0	982,9	27	0,56	0,80	0,76	551,4	418,9	9	1,30	714,7	460,8	850,4
	освітлювальна								27,7	48,0			27,3	47,3	
	батареї конденсаторів													-300,0	
	ТП-2 (1x1000)														
	силова	191	0,4 - 250,0	1626,8	>3	0,36	0,69	1,04	591,3	614,8	13	1,42	841,2	614,8	1041,9
	освітлювальна								69,7	120,7			66,3	114,9	
	батареї конденсаторів													-650,0	
	Всього по ТП-3, 2 (2x1000 кВА)														
	силова	245	0,4 - 250,0	2609,7	>3	0,44	0,74	0,90	1142,7	1033,7	21	1,23	1407,9	1033,7	1746,6
	освітлювальна								97,4	168,7			93,7	162,3	
	батареї конденсаторів													-950,0	
	всього												1501,6	245,9	1521,6
	втрати в трансформаторах												15,3	73,7	
	Всього по КЛ-15												1516,9	319,6	1550,2

де K – капітальні вкладення, приведені до річного виміру через нормативний коефіцієнт ефективності ($E_n = 0,12$), тис. грн.;

C – річні експлуатаційні витрати на, тис. грн./рік.;

B – вартість втрат електроенергії за рік, тис. грн./рік.

Важливо зазначити, що для об'єктивного порівняння розрахунків витрат виконується не для всієї системи, а лише для тих елементів схем, якими відрізняються аналізовані варіанти.

Відповідно, перевага надається варіанту з $P_B = \min$.

4.2.3. Розрахунок капітальних вкладень

Капітальні вкладення для кожного варіанта схеми розраховуються шляхом підсумовування вартості його основних елементів за укрупненими показниками (табл. 4.3.).

Таблиця 4.3. Підсумкові капіталовкладення за варіантами

№ вар.	Найменування елемента схеми	Одиниця	Кількість	Вартість одиниці, тис. грн	Вартість всього, тис. грн
I	Лінійні шафи КРУ з вимикачами 10 кВ	шт.	15	335,0	5025,0
	Кабельна лінія ААШВ-(3×50)	км	2,465	863,0	2127,3
	Всього				7152,3
II	Лінійні шафи КРУ з вимикачами 10 кВ	шт.	6	335,0	2010,0
	Вимикач навантаження із запобіжником ВНР-10/400	шт.	6	26,3	157,8
	Кабельна лінія ААШВ-(3×120)	км	0,040	1360,0	54,4
	Кабельна лінія ААШВ-(3×95)	км	0,170	1177,0	200,1
	Кабельна лінія ААШВ-(3×50)	км	0,715	863,0	617,0
	Всього				3039,3

4.2.4. Розрахунок поточних витрат

Для техніко-економічного порівняння варіантів схеми розраховуються річні експлуатаційні витрати. Вони складаються з двох основних компонент: амортизаційних відрахувань A та витрат на експлуатацію і обслуговування E .

Розрахунок виконується на основі загальних капітальних вкладень у кожен варіант схеми K_i та встановлених нормативів: норми амортизації H_a , % та норми експлуатаційних витрат H_e %

$$C_i = A_i + E_i = \frac{K_i \cdot H_a}{100} + \frac{K_i \cdot H_e}{100},$$

Підсумкові розрахунки для кожного варіанта наведено в табл. 4.4.

						Арк.
Зм.	Арк.	№ докум.	Підпис.	Дата		42

Таблиця 4.4. Розрахунок поточних витрат

№ вар.	Елемент схеми	Норма, %		Витрати, тис. грн.			
		H_a	H_e	K	A	E	C
I	Шафи КРУ з вимикачами 10 кВ	15,0	5,0	5025,0	753,8	251,3	1005,0
	Кабельна лінія ААШВ-(3×50)	5,0	5,0	2127,3	106,4	106,4	212,7
	Всього						1217,7
II	Шафи КРУ КУ-10Ц з вимикачами 10 кВ	15,0	5,0	2010,0	301,5	100,5	402,0
	Вимикач навантаження із запобіжником ВНР-10/400	15,0	5,0	157,8	23,7	7,9	31,6
	Кабельна лінія ААШВ-(3×120)	5,0	5,0	54,4	2,7	2,7	5,4
	Кабельна лінія ААШВ-(3×95)	5,0	5,0	200,1	10,0	10,0	20,0
	Кабельна лінія ААШВ-(3×50)	5,0	5,0	617,0	30,9	30,9	61,7
	Всього						520,7

4.2.5 Вартість втрат електроенергії

Однією з головних складових річних витрат є вартість втрат електроенергії B . Вона визначається як добуток сумарних річних втрат енергії та вартості однієї кіловат-години за діючим тарифом c_0 :

$$B = c_0 \Delta E.$$

Сумарні втрати енергії ΔE складаються з двох складових:

- навантажувальних втрат $\Delta E_{\text{нав}}$, кВт·год;
- втрат неробочого ходу $\Delta E_{\text{н.х}}$, кВт·год;

Річні навантажувальні втрати енергії $\Delta E_{\text{нав}}$ розраховуються на основі навантажувальних втрат потужності в лінії $\Delta P_{\text{кл.нав}}$ та часу максимальних втрат τ :

$$\Delta E_{\text{нав}} = \Delta P_{\text{кл.нав}} \cdot \tau;$$

У свою чергу, максимальні втрати потужності залежать від питомих втрат на 1 км лінії Δp , її довжини l та коефіцієнта завантаження k_3 :

$$\Delta P_{\text{нав.кл}} = \Delta p_{\text{кл}} \cdot l \cdot k_3^2,$$

Результати розрахунків для кожного з варіантів схеми наведено в табл. 4.5.

									Арк.
Зм.	Арк.	№ докум.	Підпис.	Дата					43

Таблиця 4.5. Розрахунок вартості втрат електроенергії

№ вар.	Номер КЛ		Тип КЛ	Δp , кВт/км	k_3	l_{Σ} , км	ΔP , кВт	ΔE , кВт·год	B , грн					
I	3, 4	ТП-1	ААШВ-(3×50)	44			2,54	8087,8	71631,4					
	5	ТП-2								0,38	0,365	2,33	7413,3	65657,3
	6, 7	ТП-3								0,32	0,480	2,13	6779,7	60045,8
	8, 9	ТП-4								0,32	0,260	1,15	3674,7	32546,1
	10, 11	ТП-5								0,32	0,170	0,76	2424,1	21469,9
	12, 13	ТП-6								0,31	0,170	0,74	2342,4	20746,1
	14, 15	ТП-7								0,32	0,040	0,18	557,1	4934,2
	16, 17	ТП-8								0,31	0,360	1,50	4766,0	42211,0
Всього						2,465	36045,2	319241,8						
II	3, 4	ТП-7	ААШВ-(3×120)	54	0,54	0,040	0,6	2021,3	17902,1					
	5, 6	ТП-8	ААШВ-(3×50)	44	0,60	0,320	5,0	15895,8	140783,9					
	7, 8	ТП-1	ААШВ-(3×50)	44	0,31	0,260	1,1	3391,7	30039,0					
	9, 10	ТП-5	ААШВ-(3×95)	44	0,45	0,170	1,5	4761,5	42171,5					
	11, 12	ТП-4	ААШВ-(3×50)	44	0,32	0,090	0,4	1272,0	11266,0					
	13	ТП-6	ААШВ-(3×95)	50	0,65	0,085	1,8	5626,6	49833,2					
	14	ТП-6	ААШВ-(3×95)	50	0,47	0,085	0,9	3013,6	26690,7					
	15	ТП-3	ААШВ-(3×50)	44	0,69	0,155	3,3	10398,0	92092,2					
	16	ТП-3	ААШВ-(3×50)	44	0,32	0,155	0,7	2189,3	19389,8					
	17	ТП-2	ААШВ-(3×50)	44	0,38	0,125	0,8	2538,8	22485,4					
Всього						1,485	51108,6	452653,8						

Підсумкові результати техніко-економічного аналізу розглянутих варіантів схеми електропостачання зведено в таблиці нижче.

Таблиця 4.6. Підсумкові показники варіантів схеми електропостачання

Статті витрат	Одиниця вимірювання	Варіант схеми ЕП	
		1	2
Капітальні вкладення	тис. грн.	7152,3	3039,3
Поточні витрати	тис. грн./рік	1217,7	520,7
Вартість втрат електроенергії	тис. грн./рік	319,2	452,7
Приведені витрати	тис. грн./рік	2395,2	1338,1

На основі даних табл. 4.6 приймається рішення про вибір схеми електропостачання заводу за варіантом №2:

$$P_{в1} = 2395,2 > P_{в2} = 1338,1 \text{ тис. грн.}$$

					Арк.
Зм.	Арк.	№ докум.	Підпис.	Дата	44

5 РЕЖИМИ РЕАКТИВНОЇ ПОТУЖНОСТІ В СИСТЕМІ ЕЛЕКТРОПОСТАЧАННЯ

5.1 Розрахунок балансу реактивної потужності та вибір пристроїв для її компенсації

Навантаження в мережі до 1000 В:

- активне

$$P_{\text{н}} = \sum P_{\text{тп.і}} = 1276,1 + 907,6 + 1353,2 + 1337,1 + 1382,0 + 1320,1 + \\ + 1347,4 + 1178,4 = 10101,7 \text{ кВт};$$

- реактивне

$$Q_{\text{н}} = \sum Q_{\text{тп.і}} = 1497,9 + 729,7 + 932,4 + 1486,0 + 845,7 + 932,2 \\ + 1617,7 + 1732,9 = 8708,1 \text{ квар.}$$

Сумарне навантаження по заводу (шини 10 кВ ЦРУ):

- активне:

$$P_{\text{р}} = P_{\text{в}} + P_{\text{н}} + \Delta P_{\text{тр}} = 0 + 10101,7 + 95,3 = 10197,0 \text{ кВт};$$

де $\Delta P_{\text{тр}}$ – втрати потужності в цехових трансформаторах

$$\Delta P_{\text{тр}} = \sum \Delta P_{\text{тр.і}} = 11,6 + 10,3 + 12,7 + 12,5 + 13,1 + 12,2 + 12,6 + 10,3 = 95,3 \text{ кВт};$$

- реактивне:

$$Q_{\text{р}} = Q_{\text{в}} + Q_{\text{н}} + \Delta Q_{\text{тр}} = 0 + 9774,5 + 453,2 = 10227,6 \text{ квар.}$$

де $\Delta Q_{\text{тр}}$ – втрати потужності в цехових трансформаторах

$$\Delta Q_{\text{тр}} = \sum \Delta Q_{\text{тр.і}} = 54,8 + 50,3 + 60,4 + 59,2 + 62,5 + 57,9 + 59,9 + 48,2 = 453,2 \text{ квар.}$$

Доцільний рівень реактивної потужності з енергосистеми:

$$Q_{\text{е}} = P_{\text{р}} \cdot \text{tg}\varphi_{\text{е}} = 10197 \cdot 0,15 = 1529,5 \text{ квар.}$$

Найменша кількість цехових трансформаторів

$$N_0 = P_{\text{н}} / (k_{\text{з}} \cdot S_{\text{н тр}}) = 10101,7 / (0,7 \cdot 1000) = 14,4 \text{ од.}$$

Приймаємо $N_0 = 15$ од.

						Арк.
Зм.	Арк.	№ докум.	Підпис.	Дата		45

Розглянемо 3 варіанти компенсації реактивної потужності, що включають 15, 16 та 17 трансформаторів.

Варіант I: $N_0 = 15$. Пропускна здатність цехових трансформаторів за реактивною потужністю

$$Q_1 = \sqrt{(n \cdot S_{\text{т.ном}} \cdot k_3)^2 - P_{\text{н}}^2} = \sqrt{(15 \cdot 1000 \cdot 0,7)^2 - 10101,7^2} = 2864,4 \text{ квар.}$$

Потужність пристроїв компенсації 0,4 кВ

$$Q_{\text{кн}} = Q_{\text{н}} - Q_1 = 9774,5 - 2864,4 = 6910,1 \text{ квар.}$$

Приймаємо до встановлення комплектні конденсаторні установки (ККУ) загальною потужністю $Q_{\text{кку.нн}} = 7000$ квар (3×650, 6×550, 4×300, 2×275 квар).

Уточнене значення

$$Q_1 = Q_{\text{н}} - Q_{\text{кку.нн}} = 9774,5 - 7000 = 2774,5 \text{ квар.}$$

Потужність пристроїв компенсації ВН

$$Q_{\text{пк.вн}} = Q_{\text{р}} - Q_{\text{кку.нн}} - Q_{\text{с}} = 10227,5 - 7000,0 - 1529,5 = 1698,1 \text{ квар.}$$

Приймаємо до встановлення комплектні конденсаторні установки сумарною потужністю $Q_{\text{кку.вн}} = 1800$ квар (2×900 квар).

Таблиця 5.1 – Баланс реактивної потужності

Розраховані параметри	Одиниця вимірювання	Варіант		
		1	2	3
N	шт.	15	16	17
Q_1	квар	2864,4	3909,9	4436,4
$Q_{\text{пк.нн}}$	квар	6910,1	5864,6	5338,1
$Q_{\text{кку.нн}}$	квар	7000,0	6100,0	5450,0
$Q_{1.\text{ут}}$	квар	2774,5	3674,5	4324,5
$Q_{\text{пк.вн}}$	квар	1698,1	2598,1	3248,1
$Q_{\text{кку.вн}}$	квар	1800,0	2700,0	3300,0
Всього	квар	10329,5	10329,5	10279,5
Різниця в балансах	квар	-101,9	-101,9	-51,9
cosφ на шинах 10 кВ ЦРУ	—	0,154	0,154	0,16

5.2 Вибір кількості, потужності та місця розташування пристроїв компенсації реактивної потужності

Варіант I. Розрахункові витрати на компенсацію реактивної потужності:

$$\begin{aligned} ПВ_1 &= E \cdot (K_{\text{нн}} + K_{\text{вн}} + K_{\text{тп}}) + (\Delta P_{\text{кнн}} + \Delta P_{\text{квн}} + \Delta P_{\text{т}}) \cdot c_0 \cdot \tau = \\ &= 0,32(4033,4 + 1470 + 0) + (31,5 + 5,4 + 5,54) \cdot 8,8567 \cdot 10^{-3} \cdot 3181,6 = \\ &= 2957 \text{ тис. грн.}, \end{aligned}$$

де E – сумарні щорічні відрахування

$$E = p_{\text{н}} + H_{\text{а}} + H_{\text{е}} = 0,12 + 0,15 + 0,05 = 0,32,$$

$K_{\text{кку.нн}}$ – вартість низьковольтних ККУ:

$$K_{\text{кку.нн}} = \sum N_{\text{кку.нн.і}} \cdot K_{\text{кку.нн.і}} = 3 \cdot 367,4 + 6 \cdot 336,3 + 4 \cdot 157,6 + 2 \cdot 144,5 = 4033,4 \text{ тис. грн.}$$

$K_{\text{кку.нн.і}}$ – вартість ККУ i -ї потужності, тис. грн.;

$K_{\text{кку.вн}}$ – вартість високовольтних ККУ:

$$K_{\text{кку.вн}} = \sum N_{\text{кку.вн.і}} \cdot K_{\text{кку.вн.і}} + N_{\text{ш.і}} \cdot K_{\text{ш.і}} = 2 \cdot 400 + 2 \cdot 335 = 1470 \text{ тис. грн.},$$

де $N_{\text{кку.вн.і}}$, $K_{\text{кку.вн.і}}$ – кількість та вартість високовольтних ККУ даної потужності відповідно, од. і тис. грн.;

$N_{\text{ш.і}}$, $K_{\text{ш.і}}$ – кількість і вартість лінійних шаф 10 кВ, відповідно, од. і тис. грн.;

$\Delta P_{\text{т}}$ – втрати в трансформаторах цехових ТП:

$$\Delta P_{\text{т}} = Q_1^2 \cdot R_{\text{ек}} / U_{\text{н}}^2 = 2774,5^2 \cdot 7,2 \cdot 10^{-5} / 10^2 = 5,54 \text{ кВт},$$

де $R_{\text{е}}$ – еквівалентний опір трансформаторів

$$R_{\text{е}} = (\Delta P_{\text{кз}} \cdot U_{\text{н}}^2) / (N_{\text{тр}} \cdot S_{\text{н.тр}}^2) = (10,8 \cdot 10^2) / (15 \cdot 1000^2) = 7,2 \cdot 10^{-5} \text{ кОм.}$$

$\Delta P_{\text{кн}}$ – втрати потужності у низьковольтних ККУ:

$$\Delta P_{\text{кн}} = \Delta P_{\text{пит}} \cdot Q_{\text{кн}} = 0,0045 \cdot 7000 = 31,5 \text{ кВт};$$

$\Delta P_{\text{кв}}$ – втрати потужності у високовольтних ККУ

$$\Delta P_{\text{кв}} = \Delta P_{\text{пит}} \cdot Q_{\text{кв}} = 0,003 \cdot 1800 = 5,4 \text{ кВт.}$$

де $N_{\text{тп}}$, $K_{\text{тп}}$ – кількість і вартість однострансформаторних підстанцій.

Для двох інших варіантів розраховані значення приведених витрат на компенсацію реактивної потужності показано в таблиці 5.2.

										Арк.
Зм.	Арк.	№ докум.	Підпис.	Дата						47

Таблиця 5.2 – Річні приведені витрати на компенсацію реактивної потужності

№ п/п	Параметр	Одиниця вимір.	Номер варіанту компенсації РП		
			1	2	3
1	N	шт.	15	16	17
2	$R_{ек} \cdot 10^{-4}$	кОм	$7,2 \cdot 10^{-5}$	$6,75 \cdot 10^{-5}$	$6,4 \cdot 10^{-5}$
3	$\Delta P_{ку.вн}$	кВт	5,4	8,1	9,9
4	$\Delta P_{ку.нн}$	кВт	31,5	27,45	24,5
5	$\Delta P_{тп}$	кВт	$7,2 \cdot 10^{-5}$	9,1	12,0
6	$K_{ку.нн}$	тис. грн.	4033,4	3502,0	3249,8
7	$K_{кпт}$	тис. грн.	0,0	579,0	1493,0
8	$K_{ку.вн}$	тис. грн.	1470,0	1870,0	2840,0
9	$ПВ$	тис. грн.	2957,0	3162,5	3716,0

Приведені витрати вар. №1 найменші:

$$ПВ_1 = 2957,0 < ПВ_2 = 3162,5 < ПВ_3 = 3716,0 \text{ тис. грн.}$$

тому його приймаємо до подальшого розгляду.

Визначення потужності та місця встановлення низьковольтних ККУ розглянемо на прикладі ТП-2.

Реактивна потужність, що має бути компенсована в мережі НН ТП-2:

$$Q_1 = \sqrt{(n \cdot S_T \cdot K_3)^2 - P_H^2} = \sqrt{(2 \cdot 1000 \cdot 0,7)^2 - 1337,1^2} = 415,0 \text{ квар,}$$

$$Q_{кку.нн} = Q_H - Q_1 = 1486,0 - 415,0 = 1071 \text{ квар.}$$

Отже, приймаємо до установки $Q_{кку.нн} = 1100$ квар

2 шт. – КРМ-0,4-550-9-50.

Аналогічним чином проводимо розрахунки інших ТП. Результати розрахунків представлені в табл. 5.3.

Таблиця 5.3. Розрахунок числа, потужності та вибір місця встановлення ККУ 0,4 кВ

№ ТП	$N_{тр}$	P_p , кВт	Q_p , квар	Q_n , квар	$Q_{кп}$, квар	$N_{бк}$	Марка ККУ	$\Sigma Q_{бк}$, квар	k_3	S , кВА
Варіант 1										
1	2	1276,1	1497,9	470,3	1027,6	2	КРМ-0,4-550-9-50	1100,0	0,668	1336,7
2	1	907,6	729,7	66,4	663,3	1	КРМ-0,4-650-9-50	650,0	0,911	911,1
3	2	1353,2	932,4	270,8	661,7	2	КРМ-0,4-300-7-25	600,0	0,697	1393,4
4	2	1337,1	1486,0	415,0	1071,0	2	КРМ-0,4-550-9-50	1100,0	0,696	1391,7
5	2	1382,0	845,7	223,8	621,9	2	КРМ-0,4-300-7-25	600,0	0,702	1403,7
6	2	1320,1	932,2	402,1	530,0	2	КРМ-0,4-275-7-25	550,0	0,687	1374,3
7	2	1347,4	1617,7	298,2	1319,4	2	КРМ-0,4-650-9-50	1300,0	0,692	1384,3
8	2	1178,4	1732,9	718,2	1014,6	2	КРМ-0,4-550-9-50	1100,0	0,669	1337,6
Всього	15	10101,7	9774,5	2865,0	6909,5	15		7000,0		
Варіант 2										
1	2	1276,1	1497,9	575,9	922,1	2	КРМ-0,4-550-9-50	1000,0	0,685	1369,8
2	2	907,6	729,7	728,8	0,9	-	-	0,0	0,582	1164,5
3	2	1353,2	932,4	359,1	573,4	2	КРМ-0,4-300-7-25	600,0	0,697	1393,4
4	2	1337,1	1486,0	415,0	1071,0	2	КРМ-0,4-550-9-50	1100,0	0,696	1391,7
5	2	1382,0	845,7	223,8	621,9	2	КРМ-0,4-300-7-25	600,0	0,702	1403,7
6	2	1320,1	932,2	466,2	466,0	2	КРМ-0,4-250-7-25	500,0	0,695	1389,0
7	2	1347,4	1617,7	380,2	1237,5	2	КРМ-0,4-650-9-50	1300,0	0,692	1384,3
8	2	1178,4	1732,9	756,0	976,9	2	КРМ-0,4-500-9-50	1000,0	0,694	1387,7
Всього	16	10101,7	9774,5	3904,9	5869,6	14		6100,0		
Варіант 3										
1	2	1276,1	1497,9	575,9	922,1	2	КРМ-0,4-550-9-50	1000,0	1369,8	0,685
2	2	907,6	729,7	728,8	0,9	-	-	0,0	1164,5	0,582
3	3	1353,2	932,4	928,3	4,1	-	-	0,0	1643,3	0,548
4	2	1337,1	1486,0	394,3	1091,7	2	КРМ-0,4-550-9-50	1000,0	1422,7	0,711
5	2	1382,0	845,7	223,8	621,9	2	КРМ-0,4-300-7-25	650,0	1395,8	0,698
6	2	1320,1	932,2	466,2	466,0	2	КРМ-0,4-250-7-25	500,0	1389,0	0,695
7	2	1347,4	1617,7	380,2	1237,5	2	КРМ-0,4-650-9-50	1300,0	1384,3	0,692
8	2	1178,4	1732,9	756,0	976,9	2	КРМ-0,4-500-9-50	1000,0	1387,7	0,694
Всього	17			4453,5	5321,0	12		5450,0		

6 ЦЕХОВІ ТРАНСФОРМАТОРНІ ПІДСТАНЦІЇ

6.1 Вибір числа та потужності трансформаторів трансформаторних підстанцій

У розподільній мережі 10 кВ заводу передбачаємо використання двотрансформаторних підстанцій. Таке рішення зумовлене тим, що основними споживачами є навантаження II категорії надійності, які працюють у дві зміни, а складський резерв трансформаторів на підприємстві відсутній.

Вибір числа та потужності трансформаторів – це головна задача, оскільки ці параметри безпосередньо впливають на економічну ефективність СЕП.

Хоча попередню кількість трансформаторів можна визначити за рекомендованими коефіцієнтами завантаження $k_{з.тр} = 0,7-0,8$ (для навантажень II категорії), цей підхід не враховує поступового зростання навантаження до проектного рівня та може призвести до неекономічних рішень.

Для більш точного та економічно обґрунтованого розрахунку використаємо метод питомої густини навантаження. Відповідно якого, N_T зв'язано з їх номінальною потужністю пропорційністю:

$$N_T = S_p / (k_{з.тр} / S_{н.е}) = 9584,9 / (0,7 \cdot 1000) = 14,4 \approx 15 \text{ од.}$$

де $S_{н.е}$ – потужність трансформатора, залежить від питомої щільності навантаження

$$S_{п.щ} = S_p / F = 9584,9 / 40201,6 = 0,24 \text{ кВ} \cdot \text{А} / \text{м}^2.$$

Так як $S_{п} < 0,5 \text{ кВ} \cdot \text{А} / \text{м}^2$ то $S_{н.е} = 1000 \text{ кВ} \cdot \text{А}$.

Отже, число трансформаторів цехових ТП складе 15 од, а їх номінальна потужність 1000 кВА.

Обрані трансформатори необхідно перевірити на здатність витримувати навантаження в післяаварійному режимі. Умова перевірки:

$$S_{т.ном} \cdot k_{п} > S_{ав.р};$$

де $k_{п}$ – допустимий коефіцієнт перевантаження трансформатора;

$S_{ав.р}$ – навантаження трансформатора в післяаварійному режимі.

Детальні розрахунки вибору та перевірки трансформаторів для кожної ЦТП зведено в таблицю 7.1.

На основі проведеного аналізу для встановлення приймаються трансформатори типу ТМГ-1000/10/0,4. Вони забезпечують надійне живлення споживачів як у нормальному, так і в післяаварійному режимах, що повністю відповідає вимогам проекту.

						Арк.
Зм.	Арк.	№ докум.	Підпис.	Дата		50

Таблиця 6.1. Вибір трансформаторів цехових ПС

№ ТП	Назва споживача	Категорія ЕП по безперервності електропостачання	S_p , кВт	$K_{\Sigma 0}$	$K_{\Sigma,ав}$	$S_{p,п,т}$, кВА	Кількість та тип трансформаторів, кВА	k_n	$S_{н,т} \cdot k_n > S_{ав,р,з}$
1	2	3	4	5	6	7	9	10	11
1	ТП-1 (2x1000 кВА)								
	Инж.-лабораторний корпус	III							
	Цех прицевійних верстатів	II							
	Всього по ТП №1	II	1336,7	0,67	1,34	668,3	2xТМГ-1000/10/0,4	1,4	1400 > 1336,7
2	ТП-2 (1x1000 кВА)								
	Цех К1	II							
	Модельний цех	II							
	Всього по ТП №2		911,1	0,91	0,91	911,1	ТМГ-1000/10/0,4	1,4	1400 > 911,1
3	ТП-3 (2x1000 кВА)								
	Ливарний цех	I							
	Ливарний відділ	I							
	Землепідготовче відділення	II							
	Всього по ТП №3		1393,4	0,70	1,39	696,7	2xТМГ-1000/10/0,4	1,4	1400 > 1393,4
4	ТП-4 (2x1000 кВА)								
	Ковальський цех	II	406,6	0,20	0,41	203,3	2xТМГ-1000/10/0,4	1,0	1400 > 406,6
	Цех нормалей	II							
	Блок цехів №1	II							
	Всього по ТП №5		1391,7	0,70	1,39	695,8	2xТМГ-1000/10/0,4	1,4	1400 > 1391,7

продовження табл. 6.1.

1	2	3	4	5	6	7	9	10	11
5	ТП-5 (2x1000 кВА) Цех товарів ширжитку Гальванічний цех Всього по ТП №6	III I	1391,7	0,70	1,39	695,8	2xГТМГ-1000/10/0,4	1,4	1400 > 1391,7
6	ТП-6 (2x1000 кВА) Компресорна Насосна станція Котельна Всього по ТП №6	II II II	1374,3	0,69	1,37	1374,3	2xГТМГ-1000/10/0,4	1,4	1400 > 1374,3
7	ТП-7 (2x1000 кВА) Інструментальний цех Головний корпус Ремонтний цех Всього по ТП №7	II II III	1384,3	0,69	1,38	1384,3	2xГТМГ-1000/10/0,4	1,4	1400 > 1384,3
8	ТП-8 (2x1000 кВА) Склад Цех К2 АБК Всього по ТП №6	III II III	1337,6	0,67	1,34	1337,6	2xГТМГ-1000/10/0,4	1,4	1400 > 1337,6

Зм.	Арк.	№ докум.	Підпис.	Дата
-----	------	----------	---------	------

6.2 Вибір місця розташування цехових трансформаторних підстанцій

Розміщення цехових трансформаторних підстанцій (ТП) визначається величиною, характером та розташуванням електричних навантажень на генеральному плані заводу. З метою оптимізації системи електропостачання, підвищення її надійності та мінімізації втрат, застосовується визначальний принцип – максимальне наближення джерела живлення до споживачів. Для цього ТП розташовуються безпосередньо всередині цехів, а саме у центрах електричних навантажень. Таке рішення дає змогу істотно скоротити довжину мереж 0,4 кВ, що, у свою чергу, веде до суттєвого зменшення втрат потужності та енергії, зниження капітальних витрат на кабельно-провідникову продукцію та покращення якості електроенергії у споживачів. Крім того, це дає можливість ефективно використовувати сучасні системи розподілу, зокрема магістральні (ШМА) та розподільчі (ШРА) шинопроводи.

У проєкті в основних виробничих цехах (механічних, ливарних) встановлюються власні внутрішньоцехові підстанції поблизу груп найпотужнішого технологічного обладнання. Живлення допоміжних підрозділів з відносно невеликою потужністю реалізується від найближчих ТП основних цехів, що дозволяє уникнути будівництва зайвих підстанцій і оптимізувати витрати. При цьому вибір конкретного місця та компонування кожної підстанції є індивідуальним рішенням, яке враховує цілий комплекс факторів: архітектурно-будівельні особливості приміщення, розташування технологічного обладнання, вимоги пожежної та електричної безпеки (згідно з ПУЕ та ДБН), а також експлуатаційні умови, зокрема забезпечення належного охолодження та вільного доступу для обслуговування.

Запропонований комплексний підхід гарантує, що кожна підстанція буде не лише ефективно виконувати свої функції, але й відповідатиме всім нормам безпеки та вимогам до експлуатації.

										Арк.
Зм.	Арк.	№ докум.	Підпис.	Дата						53

7 РОЗРАХУНОК СТРУМІВ КОРОТКИХ ЗАМИКАНЬ І ВИБІР ОБЛАДНАННЯ ЕЛЕКТРОУСТАНОВОК І СИЛОВИХ МЕРЕЖ

7.1 Розрахунок струмів КЗ

Детальне визначення КЗ замикання виконано для однієї з магістральних ліній в умовах максимального режиму функціонування системи електропостачання (рис. 7.1), тоді як результати розрахунків для решти ліній наведено в таблиці 7.1.

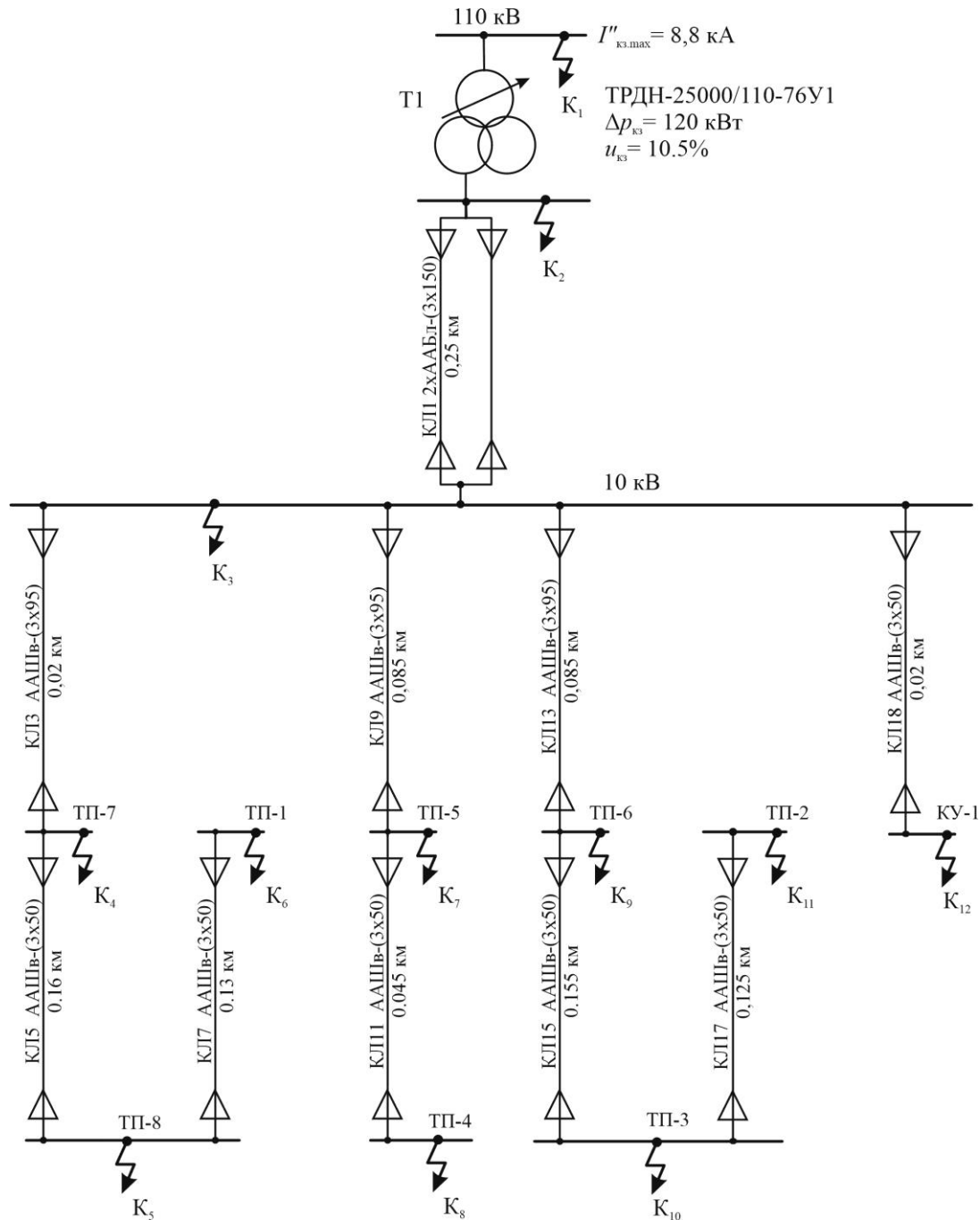


Рисунок 7.1 – Розрахункова схема СЕП

Зм.	Арк.	№ докум.	Підпис.	Дата

Приймаємо:

- базисні напруги $U_{6I} = 115$ кВ, $U_{6II} = 10,5$ кВ;

- базисну потужність $S_6 = 1000$ МВ·А.

За цих умов базисні струми складуть:

$$I_{6I} = \frac{S_6}{\sqrt{3}U_{6I}} = \frac{1000}{\sqrt{3} \cdot 115} = 5,0 \text{ кА};$$

$$I_{6II} = \frac{S_6}{\sqrt{3}U_{6II}} = \frac{1000}{\sqrt{3} \cdot 10,5} = 52,5 \text{ кА};$$

Параметри схеми заміщення СЕП (рис. 7.2):

- опір системи

$$x_{c*} = \frac{S_6}{\sqrt{3}I_{к.с.макс} \cdot U_{cp}} = \frac{1000}{\sqrt{3} \cdot 8,8 \cdot 115} = 0,57 \text{ в.о.};$$

- трансформатора ГЗП (ТРДН-25000/110/10,5) енергосистеми

$$r_{т.вн*} = r_{т.нн*} = \Delta P_{кз} \cdot \frac{S_6}{S_{ном}^2} = 0,12 \cdot \frac{1000}{25^2} = 0,192 \text{ в.о.};$$

$$x_{т.вн*} = 0,125 \frac{u_k}{100\%} \cdot \frac{S_6}{S_{ном}^2} = 0,125 \cdot \frac{10,5}{100} \cdot \frac{1000}{25^2} = 0,525 \text{ в.о.};$$

$$x_{т.нн1*} = \frac{k_{роз}}{2} \frac{u_k}{100\%} \cdot \frac{S_6}{S_{ном}^2} = \frac{3,5}{2} \cdot \frac{10,5}{100} \cdot \frac{1000}{25^2} = 7,35 \text{ в.о.},$$

де $k_{роз}$ – коефіцієнт розщеплення, приймаємо згідно [7, 8];

- кабельних ліній:

КЛ-1

$$r_{кл1*} = \frac{r_0}{n} l_{кл1} \frac{S_6}{U_{cp}^2} = \frac{0,206}{2} 2,5 \frac{1000}{115^2} = 2,128 \text{ в.о.};$$

$$x_{кл1*} = \frac{x_0}{n} l_{кл1} \frac{S_6}{U_{cp}^2} = \frac{0,074}{2} 0,25 \frac{1000}{10,5^2} = 0,764 \text{ в.о.};$$

КЛ-13

$$r_{кл13*} = r_0 \cdot l_{кл13} \cdot \frac{S_6}{U_{cp}^2} = 0,326 \cdot 0,085 \cdot \frac{1000}{115^2} = 0,229 \text{ в.о.};$$

$$x_{кл13*} = x_0 \cdot l_{кл13} \cdot \frac{S_6}{U_{cp}^2} = 0,083 \cdot 0,085 \cdot \frac{1000}{10,5^2} = 0,058 \text{ в.о.};$$

					Арк.
Зм.	Арк.	№ докум.	Підпис.	Дата	55

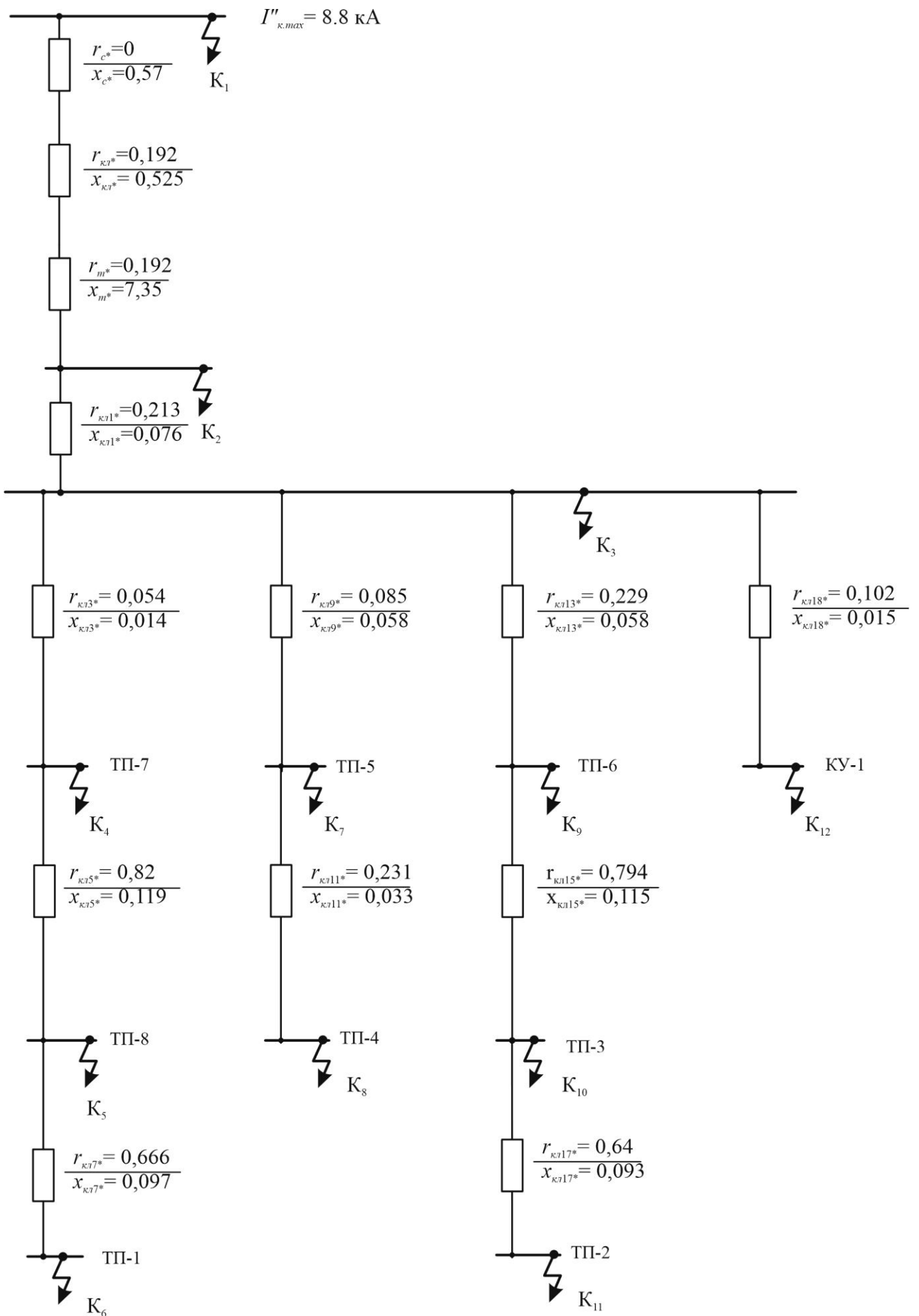


Рисунок 7.2 – Схема заміщення СЕП

						Арк.
Зм.	Арк.	№ докум.	Підпис.	Дата		56

КЛ-15:

$$r_{\text{кл15}^*} = r_0 \cdot l_{\text{кл15}} \cdot \frac{S_6}{U_{\text{cp}}^2} = 0,62 \cdot 0,155 \cdot \frac{1000}{10,5^2} = 0,794 \text{ в.о.};$$

$$x_{\text{кл15}^*} = x_0 \cdot l_{\text{кл15}} \cdot \frac{S_6}{U_{\text{cp}}^2} = 0,09 \cdot 0,155 \cdot \frac{1000}{10,5^2} = 0,115 \text{ в.о.};$$

КЛ-17:

$$r_{\text{кл17}^*} = r_0 \cdot l_{\text{кл17}} \cdot \frac{S_6}{U_{\text{cp}}^2} = 0,62 \cdot 0,125 \cdot \frac{1000}{10,5^2} = 0,64 \text{ в.о.};$$

$$x_{\text{кл17}^*} = x_0 \cdot l_{\text{кл17}} \cdot \frac{S_6}{U_{\text{cp}}^2} = 0,09 \cdot 0,125 \cdot \frac{1000}{10,5^2} = 0,093 \text{ в.о.};$$

Результующий опір у колі точок КЗ:

- точка К₂:

$$r_{\text{рез2}} = r_{\text{с}^*} + r_{\text{т.вн}^*} + r_{\text{т.нн1}^*} = 0 + 0,192 + 0,192 = 0,384 \text{ в.о.};$$

$$x_{\text{рез2}^*} = x_{\text{с}^*} + x_{\text{т.вн}^*} + x_{\text{т.нн1}^*} = 0,57 + 0,53 + 7,35 = 8,446 \text{ в.о.};$$

$$z_{\text{рез2}^*} = \sqrt{r_{\text{рез2}^*}^2 + x_{\text{рез2}^*}^2} = \sqrt{0,384^2 + 8,446^2} = 8,454 \text{ в.о.};$$

- точка К₃:

$$r_{\text{рез3}^*} = r_{\text{рез2}^*} + r_{\text{кл1}^*} = 0,384 + 2,128 = 2,512 \text{ в.о.};$$

$$x_{\text{рез3}^*} = x_{\text{рез2}^*} + x_{\text{кл1}^*} = 8,446 + 0,764 = 9,21 \text{ в.о.};$$

$$z_{\text{рез3}^*} = \sqrt{r_{\text{рез3}^*}^2 + x_{\text{рез3}^*}^2} = \sqrt{2,512^2 + 9,21^2} = 9,564 \text{ в.о.};$$

- точка К₉:

$$r_{\text{рез9}^*} = r_{\text{рез3}^*} + r_{\text{кл13}^*} = 2,512 + 0,029 = 2,741 \text{ в.о.};$$

$$x_{\text{рез9}^*} = x_{\text{рез3}^*} + x_{\text{кл13}^*} = 9,21 + 0,058 = 9,268 \text{ в.о.};$$

$$z_{\text{рез9}^*} = \sqrt{r_{\text{рез9}^*}^2 + x_{\text{рез9}^*}^2} = \sqrt{2,741^2 + 9,268^2} = 9,665 \text{ в.о.};$$

- точка К₁₀:

$$r_{\text{рез10}^*} = r_{\text{рез9}^*} + r_{\text{кл15}^*} = 0,826 + 0,794 = 1,62;$$

$$x_{\text{рез10}^*} = x_{\text{рез9}^*} + x_{\text{кл15}^*} = 2,741 + 0,115 = 3,535;$$

$$z_{\text{рез10}^*} = \sqrt{r_{\text{рез10}^*}^2 + x_{\text{рез10}^*}^2} = \sqrt{1,62^2 + 3,535^2} = 3,854;$$

									Арк.
Зм.	Арк.	№ докум.	Підпис.	Дата					57

- точка K_{11} :

$$r_{\text{рез11}^*} = r_{\text{рез10}^*} + r_{\text{кп17}^*} = 3,535 + 0,64 = 4,176;$$

$$x_{\text{рез11}^*} = x_{\text{рез10}^*} + x_{\text{кп17}^*} = 9,384 + 0,093 = 9,477;$$

$$z_{\text{рез11}^*} = \sqrt{r_{\text{рез11}^*}^2 + x_{\text{рез11}^*}^2} = \sqrt{4,176^2 + 9,477^2} = 10,356.$$

Ударні коефіцієнти:

$$k_{y2} = 1 + e^{(-0,01/T_{a2})} = 1 + e^{(-0,01/0,07)} = 1,867;$$

$$k_{y3} = 1 + e^{(-0,01/T_{a3})} = 1 + e^{(-0,01/0,0117)} = 1,424;$$

$$k_{y9} = 1 + e^{(-0,01/T_{a9})} = 1 + e^{(-0,01/0,0108)} = 1,395;$$

$$k_{y10} = 1 + e^{(-0,01/T_{a10})} = 1 + e^{(-0,01/0,0084)} = 1,306;$$

$$k_{y11} = 1 + e^{(-0,01/T_{a11})} = 1 + e^{(-0,01/0,0072)} = 1,25;$$

де T_a – тривалість затухання аперіодичної складової [7, 8]:

$$T_{a2} = \frac{x_{\text{рез2}^*}}{\omega \cdot r_{\text{рез2}^*}} = \frac{8,446}{314,16 \cdot 0,384} = 0,07 \text{ с};$$

$$T_{a3} = \frac{x_{\text{рез3}^*}}{\omega \cdot r_{\text{рез3}^*}} = \frac{9,21}{314,16 \cdot 2,512} = 0,0117 \text{ с};$$

$$T_{a9} = \frac{x_{\text{рез9}^*}}{\omega \cdot r_{\text{рез9}^*}} = \frac{9,268}{314,16 \cdot 2,741} = 0,0108 \text{ с};$$

$$T_{a10} = \frac{x_{\text{рез10}^*}}{\omega \cdot r_{\text{рез10}^*}} = \frac{9,384}{314,16 \cdot 3,535} = 0,0084;$$

$$T_{a11} = \frac{x_{\text{рез11}^*}}{\omega \cdot r_{\text{рез11}^*}} = \frac{9,477}{314,16 \cdot 4,176} = 0,0072 \text{ с}.$$

Надперехідний струм створюваний системою:

$$I_2'' = \frac{E_*'' \cdot I_{6I}}{z_{\text{рез2}^*}} = \frac{1 \cdot 5}{8,454} = 6,21 \text{ кА};$$

$$I_3'' = \frac{E_*'' \cdot I_{6II}}{z_{\text{рез3}^*}} = \frac{1 \cdot 5,0}{9,564} = 5,5 \text{ кА};$$

									Арк.
Зм.	Арк.	№ докум.	Підпис.	Дата					58

$$I_9'' = \frac{E_*'' \cdot I_{6\Pi}}{z_{рез9*}} = \frac{1 \cdot 5,0}{9,268} = 5,43 \text{ кА};$$

$$I_{10}'' = \frac{E_*'' \cdot I_{6\Pi}}{z_{рез10*}} = \frac{1 \cdot 5,0}{10,027} = 5,23 \text{ кА};$$

$$I_{11}'' = \frac{E_*'' \cdot I_{6\Pi}}{z_{рез11*}} = \frac{1 \cdot 5,0}{10,356} = 5,07 \text{ кА}.$$

Ударні струми створювані системою:

$$i_{уд2} = \sqrt{2} k_{уд2} \cdot I_2'' = \sqrt{2} \cdot 1,867 \cdot 6,21 = 16,39 \text{ кА};$$

$$i_{уд3} = \sqrt{2} k_{уд3} \cdot I_3'' = \sqrt{2} \cdot 1,424 \cdot 5,5 = 11,08 \text{ кА};$$

$$i_{уд9} = \sqrt{2} k_{уд9} \cdot I_9'' = \sqrt{2} \cdot 1,395 \cdot 5,43 = 10,71 \text{ кА};$$

$$i_{уд10} = \sqrt{2} k_{уд10} \cdot I_{10}'' = \sqrt{2} \cdot 1,306 \cdot 5,23 = 9,67 \text{ кА};$$

$$i_{уд11} = \sqrt{2} k_{уд11} \cdot I_{11}'' = \sqrt{2} \cdot 1,250 \cdot 5,07 = 8,96 \text{ кА}.$$

Таблиця 7.1. Розрахунок струмів КЗ у мережі 10 кВ заводу

Точка КЗ	$r_0,$ Ом/км	$x_0,$ Ом/км	$l,$ км	$r_{кл},$ в.о.	$x_{кл},$ в.о.	$r_{рез},$ в.о.	$x_{рез},$ в.о.	$z_{рез},$ в.о.	$T_a,$ с	$k_{уд}$	$I'',$ кА	$i_{уд},$ кА
К ₁	-	-	-	-	-	0	0,57	0,571	-	-	8,80	-
К ₂	-	-	-	-	-	0,384	8,446	8,454	0,0700	1,867	6,21	16,39
К ₃	0,103	0,037	2,50	2,128	0,764	2,512	9,210	9,546	0,0117	1,424	5,50	11,08
К ₄	0,258	0,081	0,02	0,043	0,013	2,555	9,223	9,571	0,0115	1,419	5,48	11,00
К ₅	0,62	0,09	0,16	0,820	0,119	3,375	9,342	9,933	0,0088	1,321	5,28	9,88
К ₆	0,62	0,09	0,130	0,666	0,097	4,041	9,439	10,268	0,0074	1,261	5,11	9,11
К ₇	0,326	0,083	0,085	0,229	0,058	2,741	9,268	9,665	0,0108	1,395	5,43	10,71
К ₈	0,62	0,09	0,045	0,231	0,033	2,972	9,302	9,765	0,0100	1,367	5,38	10,39
К ₉	0,326	0,083	0,085	0,229	0,058	2,741	9,268	9,665	0,0108	1,395	5,43	10,71
К ₁₀	0,62	0,09	0,155	0,794	0,115	3,535	9,384	10,027	0,0084	1,306	5,23	9,67
К ₁₁	0,62	0,09	0,125	0,640	0,093	4,176	9,477	10,356	0,0072	1,250	5,07	8,96
К ₁₂	0,62	0,09	0,02	0,102	0,015	2,615	9,225	9,588	0,0112	1,410	5,47	10,92

7.2 Вибір кабельних ліній

Проведемо детально вибір КЛ, що забезпечують живлення ЦРУ заводу від ГЗП 110/10 кВ енергосистеми.

Визначаємо струми в КЛ 1, КЛ2:

- нормальний режим:

$$I_p = \frac{S_p}{n\sqrt{3}U_{ном}} = \frac{9584,9}{2\sqrt{3} \cdot 10,5} = 263,5 \text{ А};$$

- аварійний режим:

$$I_{ав} = \frac{S_p}{\sqrt{3}U_{ном}} = \frac{9584,9}{\sqrt{3} \cdot 10,5} = 527 \text{ А}.$$

На основі розрахованих струмів для нормального (263,5 А) та післяаварійного (527 А) режимів, для живлення ЦРУ попередньо обрано кабель марки ААБл-10 з перетином жил $2 \times (3 \times 150)$ з $I_{доп} = 550 \text{ А}$.

Перевіряємо прийняту КЛ за умовами:

- робота в нормальному режимі:

$$I_p \leq I'_{доп} = k_{п} \cdot I_{доп};$$

$$263,5 \leq 0,84 \cdot 2 \cdot 275 = 462,0 \text{ А};$$

- робота в аварійному режимі:

$$I_{ав} \leq k_{п} \cdot k_{ав} \cdot I_{доп};$$

$$527 < 0,84 \cdot 1,25 \cdot 2 \cdot 275 = 577,5 \text{ А};$$

де $k_{п}$ – поправочний коефіцієнт на кількість, що лежать в одній траншеї [1];

$k_{ав}$ – коефіцієнт аварійного перевантаження кабелю [1].

Завантаження КЛ у нормальному режимі:

$$k_z = I_p / I_{доп} = 263,5 / 462,0 = 0,57 < 0,6.$$

Мінімально допустимий переріз кабелю, за умовою термічної стійкості:

$$F_{min} = \frac{1}{C} \sqrt{B_k} = \frac{1}{100} \cdot \sqrt{82,3} \cdot 1000 = 90,7 \text{ мм}^2;$$

де C – розрахунковий коефіцієнт [3, 5].

B_k – тепловий імпульс:

$$B_k = I_{п.о}^2 (t_{відк} + T_a) = 6,21^2 (2,065 + 0,07) = 82,3 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}.$$

					Арк.
Зм.	Арк.	№ докум.	Підпис.	Дата	60

Перевірка:

$$F_{\min} = 90,7 < F_{\text{кл}} = 2 \times 150, \text{ мм}^2.$$

Оскільки всі умови виконуються, для живлення ЦРУ 10 кВ остаточно приймається рішення прокласти дві паралельні кабельні лінії марки ААБл-10 з перерізом $3 \times 150 \text{ мм}^2$ кожна, тобто $2 \times \text{ААБл-(3} \times 150)$.

Аналогічну перевірку проводимо і для кабельних ліній, що живлять ЦТП. Попередній вибір перерізу цих ліній був зроблений раніше (табл. 4.2), тому головною задачею є перевірка їх на термічну стійкість:

$$F_{\min} = \frac{1}{C} \sqrt{B_{\text{к}}} = \frac{1}{100} \sqrt{17,8} \cdot 1000 = 42,2 \text{ мм}^2;$$

$$B_{\text{к}} = I_{\text{п.о}}^2 (t_{\text{відк}} + T_{\text{а}}) = 5,55^2 (0,565 + 0,0117) = 17,8 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}.$$

Отже, для всіх ліній, що живлять цехові ТП, приймаються до прокладки кабелі з перерізом струмопровідних жил не менше 50 мм^2 .

7.3 Вибір високовольтного електрообладнання

7.3.1 Вибір вимикачів

Попередньо в якості лінійного вимикача обрано модель ВР1-10-20/630У2. Обґрунтування цього вибору та результати перевірки наведено в таблиці 7.2, якщо розрахунковий параметр менший за каталожний, то перевірка виконується.

Таблиця 7.2. Вибір лінійного вимикача

Розрахункові дані	Каталожні дані
$U_{\text{уст}} = 10 \text{ кВ}$	$U_{\text{ном}} = 10 \text{ кВ}$
$I_{\text{р}} = \frac{S_{\text{р}}}{n \sqrt{3} U_{\text{ном}}} = \frac{9584,9}{2 \sqrt{3} \cdot 10,5} = 263,5 \text{ А}$	$I_{\text{ном}} = 630 \text{ А}$
$I_{\text{макс}} = \frac{S_{\text{р}}}{\sqrt{3} U_{\text{ном}}} = \frac{9584,9}{\sqrt{3} \cdot 10,5} = 527 \text{ А}$	$I_{\text{ном}} = 630 \text{ А}$
$I_{\text{нт}} \approx I'' = 6,21 \text{ кА}$	$I_{\text{вим.н}} = 20 \text{ кА}$
$i_{\text{а.т}} = \sqrt{2} I'' e^{-\tau/T_{\text{а}}} = \sqrt{2} \cdot 6,21 e^{-0,06/0,07} = 3,73 \text{ кА}$	$\sqrt{2} \cdot \beta_{\text{н}} I_{\text{дин}} / 100 = \sqrt{2} \cdot 25 \cdot 20 / 100 = 7,1 \text{ кА}$
$I'' = 6,21 \text{ кА}$	$I_{\text{дин}} = 20 \text{ кА}$
$i_{\text{уд}} = \sqrt{2} k_{\text{уд}} I'' = \sqrt{2} \cdot 6,21 \cdot 1,867 = 16,4 \text{ кА}$	$\sqrt{2} \cdot 1,8 I_{\text{дин}} = \sqrt{2} \cdot 1,8 \cdot 20 = 50,9 \text{ кА}$
$B_{\text{к}} = 82,3 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_{\text{к}} = I_{\text{т.ном}}^2 \cdot t_{\text{т.ном}} = 20^2 \cdot 3 = 1200 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$

					Арк.
Зм.	Арк.	№ докум.	Підпис.	Дата	61

де τ – мінімальна тривалість від виникнення короткого замикання до моменту розмикання дугогасильних контактів, який визначається за формулою:

$$\tau = t_{pz.min} + t_{в.ч} = 0,01 + 0,042 = 0,052 \text{ с};$$

$t_{pz.min}$ – мінімальний час спрацювання РЗА [5];

$t_{в.ч}$ – власний час вимикання вимикача, до 0,042 с.

На підставі проведених розрахунків встановлено, що попередньо обраний вимикач ВР1-10-20/630У3 відповідає всім технічним вимогам, тому його прийнято до встановлення.

Щодо вибору вимикачів для ЦРУ 10 кВ заводу, то детальні розрахунки не виконувались, оскільки струми КЗ на його шинах є меншими порівняно з аналогічними показниками на шинах 10 кВ ГЗП енергосистеми. Крім того, вимикач серії ВР1-10-20/630У2 є базовим у каталозі. З огляду на це, всі вимикачі розподільної установки 10 кВ прийнято марки ВР1-10-20/630У3.

7.3.2 Вибір вимикачів навантаження

Вибір вимикачів навантаження виконується за критеріями, аналогічними до критеріїв вибору вимикачів. Однак ключовою відмінністю є те, що перевірка їхньої вимикаючої здатності проводиться не за струмом КЗ, а за струмом форсованого (максимального робочого) режиму. На основі цих умов, для даного підключення попередньо обрано вимикач ВНРп-10/400-10зУ3, детальний вибір якого, представлено в табл. 7.3.

Варто зазначити, що при розрахунку термічної стійкості час спрацювання захисту (запобіжника) було прийнято рівним $t_b = 0,008$ с.

Таблиця 7.3. Вибір вимикача навантаження

Розрахункові дані	Каталожні дані
$U_{дій} = 10,5 \text{ кВ}$	$U_{max} = 12 \text{ кВ}$
$I_p = 39,1 \text{ А}$	$I_{н.відкл} = 400 \text{ А}$
$I_{max} = 78,2 \text{ А}$	$I_{max} = 800 \text{ А}$
$i_{уд} = 15,5 \text{ кА}$	$i_{дин.н} = 25 \text{ кА}$
$B_k = I^2(t_b + T_a) = 5,23^2 \cdot (0,008 + 0,0084) = 0,5 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$I_{н.т}^2 \cdot t_{т.н} = 10^2 \cdot 1 = 100 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$

де $I_{відкл.ном}$ – номінальний струм відключення, А;

I_{max} – найбільший струм відключення, А.

Отже, приймаємо ВНРп-10/400-10зУ3 до встановлення.

						Арк.
Зм.	Арк.	№ докум.	Підпис.	Дата		62

7.3.2 Вибір високовольтних запобіжників

Вибір запобіжників здійснюється на основі їхнього конструктивного виконання, номінальної напруги, номінального струму, граничної відключаючої здатності та умов експлуатації.

Відповідно до цих критеріїв, попередньо обрано запобіжник серії ПКТ103-10 з ном. струмами патрона $I_{н.п.пр} = 100$ А та плавкої вставки $I_{п.в} = 80$ А.

Результати перевірки та обґрунтування цього вибору наведено в таблиці 7.4

Таблиця 7.4. Вибір запобіжників (цехові ТП)

Розрахункові дані	Каталожні дані
$U_{дій} = 10,5$ кВ	$U_{max} = 12,0$ кВ
$I_{max} = \frac{S_p}{n\sqrt{3}U_{ном}} = \frac{1422,6}{\sqrt{3} \cdot 10,5} = 39,1$ А	$I_{пв.ном} = 80$ А
$I_{max} = \frac{S_p}{\sqrt{3} \cdot U_{ном}} = \frac{1422,6}{\sqrt{3} \cdot 10,5} = 78,2$ А	$I_{пв.ном} = 80$ А
$I'' = 5,23$ кА	$I_{вим.ном} = 12,5$ кА

Оскільки обраний запобіжник ПКТ-103-10-100-12,5У3 задовольняє всім умовам, його остаточно приймаємо для встановлення.

7.3.4. Вибір трансформаторів власних потреб

Для забезпечення надійного живлення систем керування, захисту, автоматики та інших допоміжних пристроїв ЦРУ 10 кВ необхідно правильно обрати трансформатори власних потреб (ТВП). Оскільки РУ проектується без постійного чергового персоналу зі встановленням двох ТВП, потужність кожного з них повинна бути достатньою, щоб самостійно покрити все розрахункове навантаження власних потреб $S_{вп.р\Sigma}$, тобто

$$S_{т.ном} \geq S_{вп.р\Sigma}.$$

Детальний розрахунок $S_{вп.р}$ значення яких прийняті згідно з довідковими даними [5], наведено в таблиці 7.5.

Сумарне розрахункове навантаження:

$$S_{вп.р\Sigma} = k_{п} \sqrt{P_{уст}^2 + Q_{уст}^2} = 0,8 \sqrt{26,6^2 + 0^2} = 21,3 \text{ кВ} \cdot \text{А},$$

де $k_{п}$ – коефіцієнт попиту.

Таблиця 7.5. Навантаження власних потреб ЦРУ

Вид споживача	Установлена потужність, кВт		cosφ	Навантаження	
	одиниці	сумарна		P_y , кВт	Q_y , квар
Підігрів шаф КРУ	0,6×16	9,6	1,0	9,6	0,0
Підігрів шаф РЗА	0,5×16	8,0	1,0	8,0	0,0
Опалення, освітлення, вентиляція ЗРУ 10 кВ	-	7,0	1,0	7,0	0,0
Споживання оперативними колами	-	2,0	1,0	2,0	0,0
Всього				26,6	0,1

На основі проведеного розрахунку, до встановлення приймаємо два сухих трансформатори типу ТСКС-25/10 номінальною потужністю 25 кВ·А кожен, що повністю задовольняє умові надійності:

$$25 \text{ кВ} \cdot \text{А} > 21,3 \text{ кВ} \cdot \text{А}.$$

						Арк.
Зм.	Арк.	№ докум.	Підпис.	Дата		64

8 СПЕЦІАЛЬНИЙ РОЗДІЛ. «РОЗРОБКА СИСТЕМИ АВТОМАТИЗОВАНОГО ОБЛІКУ ЕЛЕКТРОЕНЕРГІЇ ЗАВОДУ»

8.1 Призначення та ключові принципи організації обліку електроенергії

Сучасна система обліку електроенергії на промисловому підприємстві виконує дві ключові, хоча й взаємопов'язані, функції [9, 10]: комерційний та технічний облік.

Комерційний (розрахунковий) облік забезпечує фінансові розрахунки між електропостачальною організацією та заводом як споживачем. Його основна мета – точно виміряти обсяги спожитої електроенергії, що є підставою для виставлення рахунків. Ключовим принципом організації комерційного обліку є розміщення його точок на межі балансової належності електромереж постачальника та споживача. На підстанціях енергосистеми точки обліку з приладами вимірювання активної енергії встановлюються на кожному фідері, що живить споживача.

Для підприємств, чії тарифні умови передбачають розрахунок за максимум заявленої потужності, застосування автоматизованих систем комерційного обліку електроенергії (АСКОЕ) є обов'язковим. Такі системи забезпечують не лише загальний облік, а й надійну фіксацію максимальної потужності споживання в задані періоди, що є критично важливим для оптимізації витрат. Точки комерційного обліку в обов'язковому порядку оснащуються приладами для вимірювання як активної, так і реактивної енергії, якщо тариф споживача враховує плату за перевищення дозволеної реактивної потужності.

Технічний (внутрішній) облік призначений для моніторингу та контролю за розподілом і споживанням електроенергії безпосередньо на території заводу. Його розгортання дозволяє вирішувати такі завдання:

- контролювати дотримання встановлених лімітів споживання цехами, потужними технологічними лініями та агрегатами великої потужності;
- здійснювати розрахунок питомих енерговитрат на одиницю випущеної продукції чи напівфабрикату, що необхідно для точного розрахунку їх собівартості;
- обґрунтовано розподіляти витрати на електроенергію між структурними підрозділами підприємства.

									Арк.
Зм.	Арк.	№ докум.	Підпис.	Дата					65

У випадках, коли комерційний облік ведеться за приладами, встановленими на підстанціях енергопостачальної компанії, допускається додатково організувати точку технічного обліку на головному вводі заводу для внутрішніх потреб контролю.

8.2 Критерії вибору та архітектура системи обліку електроенергії

Сучасна АСКОЕ є комплексним інформаційно-вимірювальним рішенням. При її виборі та проектуванні слід керуватися набором функціональних вимог та перевіреними архітектурними принципами [9, 10].

Комплексна система обліку та контролю повинна забезпечувати:

1. Точний облік – здійснювати комерційний та технічний облік спожитої електроенергії з класом точності, що відповідає чинним нормам та умовам договору з електропостачальником, включно з багатотарифними сценаріями.

2. Деталізований контроль – моніторити витрати електроенергії на рівні окремих підрозділів, цехів, технологічних ліній та енергоємного обладнання.

3. Оперативне управління – надавати диспетчерському персоналу (на автоматизоване робоче місце – АРМ) вичерпну інформацію в режимі реального часу для управління режимами електроспоживання. У розвинених системах – автоматично керувати навантаженням для дотримання договірних лімітів.

4. Контроль лімітів: Фіксувати та сигналізувати про перевищення договірного ліміту споживання електроенергії та максимальної усередненої потужності (зазвичай за 30-хвилинний інтервал).

5. Прогнозування – здійснювати коротко-, середньо- та довгострокове прогнозування споживання для планування виробничої діяльності та оптимізації витрат на енергоресурси.

6. Документування та звітність – автоматично формувати та архівувати звіти встановленого зразка, забезпечувати документування всіх ключових подій у системі.

7. Діагностування – постійно контролювати справність приладів обліку та повноту зібраних даних.

8. Підтримку єдиного системного часу – гарантувати синхронізацію часу на всіх рівнях системи для забезпечення достовірності та порівнянності вимірювань, що є критичним для коректного формування звітів та балансів.

Архітектура сучасної АСКОЕ будується за ієрархічним принципом і складаються з трьох основних рівнів (див. рис. 8.1).

									Арк.
Зм.	Арк.	№ докум.	Підпис.	Дата					66

Нижній рівень (Field Level) – це рівень первинних вимірювань. Його основу складають мікропроцесорні лічильники електроенергії. Вони виступають у ролі інтелектуальних давачів, що не лише вимірюють параметри, а й мають цифровий інтерфейс (найчастіше RS-485) для передачі даних. Точність усієї системи напряму залежить від класу точності лічильників, встановлених на цьому рівні.

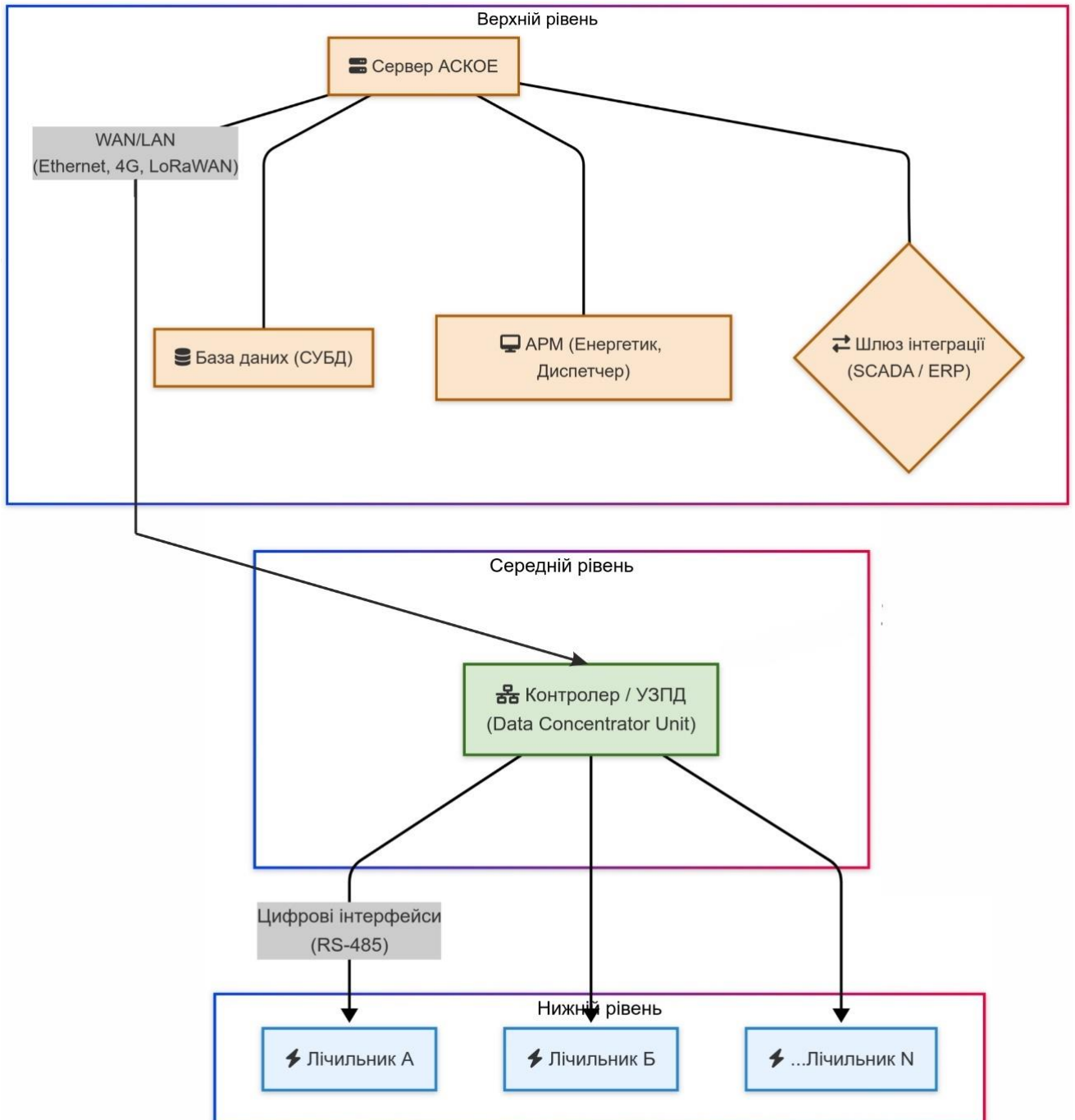


Рисунок 8.1 – Трирівнева архітектура системи АСКОЕ

Зм.	Арк.	№ докум.	Підпис.	Дата

Середній рівень (Communication Level) – це рівень збору та передачі даних. Тут функціонують контролери або пристрої збору та передачі даних (УЗПД/DCU). Вони періодично опитують групу лічильників нижнього рівня, накопичують інформацію у внутрішньому буфері та передають її на верхній рівень. Вибір каналів зв'язку залежить від умов на об'єкті та визначається на основі техніко-економічного аналізу. Можуть використовуватись:

- дротові технології: Industrial Ethernet, RS-485;
- бездротові технології: GPRS/4G (мобільний зв'язок), LoRaWAN, Wi-Fi.

Верхній рівень (Management Level) – це центр усієї системи, що реалізується на базі серверного обладнання. Він включає:

- сервер АСКОЕ зі спеціалізованим програмним забезпеченням (ПЗ);
- систему управління базами даних (СУБД) для надійного зберігання всієї накопиченої інформації;
- автоматизовані робочі місця (АРМ) для оперативного персоналу (енергетика, диспетчера, економіста) з інтуїтивно зрозумілим графічним інтерфейсом;
- шлюзи для інтеграції з іншими системами підприємства, наприклад, SCADA або ERP.

Така трирівнева структура забезпечує високу надійність, масштабованість та гнучкість системи, дозволяючи адаптувати її під потреби промислового підприємства будь-якого розміру.

Для побудови АСКОЕ заводу, згідно з розробленою структурною схемою, використовується наступне основне обладнання:

1. Нижній рівень (збір даних).

Лічильники комерційного обліку: Landis+Gyr ZMY405, які встановлюються на межі балансової належності для проведення фінансових розрахунків з електропостачальною організацією. Це високоточні багатофункціональні прилади, що дозволяють вимірювати активну та реактивну енергію в обох напрямках, фіксувати профіль навантаження, а також контролювати основні показники якості електроенергії (ПКЕ).

Лічильники технічного обліку: NIK 2307 АРТ, встановлюються у шафах ЦРУ 10 кВ для контролю за розподілом та споживанням електроенергії всередині підприємства. Дозволяють вести багатотарифний облік, що необхідно для розрахунку собівартості продукції та аналізу енергоефективності.

2. Середній рівень (передача даних).

									Арк.
Зм.	Арк.	№ докум.	Підпис.	Дата					68

Концентратор даних (УЗПД): NIK KC-02-06, який є центральним вузлом системи збору даних. Він виконує роль «мозку» середнього рівня: періодично опитує лічильники технічного обліку по дротовому інтерфейсу RS-485 та отримує дані від лічильників комерційного обліку по радіоканалу. Накопичує інформацію, створює архіви та передає їх на сервер верхнього рівня.

Комунікаційні модулі: NIK AGSM – це промислові GSM-модеми, що використовуються для організації бездротового каналу зв'язку (GPRS/3G/4G) для лічильників комерційного обліку Landis+Gyr. Забезпечують передачу даних з віддалених точок, де прокладання кабелю є неможливим або недоцільним.

3. Верхній рівень (рівень керування) – це центральна частина системи, де відбувається обробка, зберігання та аналіз інформації.

Його основою є сервер АСКОЕ – виділений комп'ютер, на якому встановлено спеціалізоване ПЗ та база даних системи. Він відповідає за збір, обробку та довгострокове зберігання всієї інформації.

АРМ операторів, створюються на базі персональних комп'ютерів інженера-енергетика, диспетчерів та іншого відповідального персоналу. З їх допомогою здійснюється моніторинг системи, аналіз даних, формування звітів та адміністрування системи.

8.3 Канали зв'язку в АСКОЕ

Надійність та ефективність АСКОЕ безпосередньо залежить від правильно обраних каналів зв'язку, що забезпечують передачу даних між її рівнями. Вибір конкретної технології диктується архітектурою системи, відстанню між об'єктами та вимогами до стабільності передачі інформації. У системі, що проектується, застосовуються два основних типи каналів: дротові та бездротові.

Для зв'язку між лічильниками технічного обліку та пристроєм збору та передачі даних (УЗПД) використовується дротовий канал на основі промислового інтерфейсу RS-485.

Фізичним середовищем для цього каналу є кабель типу «вита пара» – зазвичай екранований (STP/FTP) для забезпечення високої завадозахищеності в умовах промислових об'єктів. Ця технологія дозволяє створювати надійну промислову шину даних, до якої послідовно підключається група лічильників.

						Арк.
Зм.	Арк.	№ докум.	Підпис.	Дата		69

Головні переваги такого рішення наступні:

- висока надійність – створює стабільний та захищений канал зв'язку, незалежний від зовнішніх факторів, таких як покриття мобільної мережі;
- заводозахищеність – скручування пар проводів та наявність екрана ефективно протидіють електромагнітним наведенням від силового обладнання;
- автономність – канал не залежить від сервісів сторонніх компаній (наприклад, операторів зв'язку) і повністю контролюється заводом;
- економічність – низька вартість кабелю та відсутність абонентської плати за передачу даних.

Такий підхід є оптимальним для об'єднання лічильників, що розташовані компактно в межах однієї будівлі, цеху чи розподільного пристрою на відстані до 1200 метрів.

Для зв'язку між віддаленими лічильниками комерційного обліку та УЗПД застосовується бездротова технологія передачі даних через мережі стільникового зв'язку (GSM).

Передача інформації здійснюється за допомогою промислових GSM-модемів, які можуть бути як вбудованими безпосередньо в лічильник, так і зовнішніми. Модем встановлює з'єднання з сервером через інтернет-канал, що надається мобільним оператором (за технологіями GPRS/3G/4G).

Головними перевагами такого технічного рішення є:

- швидке розгортання – не потребує прокладання кабельних ліній, що ідеально для точок обліку, розташованих на великій відстані одна від одної та від центрального пункту збору.
- широке покриття – використовує існуючу інфраструктуру мобільних операторів, що забезпечує зв'язок практично на будь-якій території.
- гнучкість – дозволяє легко додавати нові віддалені об'єкти до системи обліку.

Особливості та недоліки:

- залежність від стабільності роботи мережі мобільного оператора;
- можливий слабкий рівень сигналу в підвальних приміщеннях, підстанціях закритого типу (ТП, РП), що може вимагати встановлення виносних антен;
- наявність щомісячної абонентської плати за послуги передачі даних.

Оптоволоконні канали зв'язку використовуються для побудови магістральних каналів – наприклад, для зв'язку між кількома УЗПД та центральним сервером АСКОЕ на великому підприємстві. Оптоволоконний кабель забезпечує найвищу швидкість передачі даних, повну невразливість до електромагнітних завад та максимальний рівень інформаційної безпеки.

						Арк.
Зм.	Арк.	№ докум.	Підпис.	Дата		70

Таким чином, у АСКОЕ, що проектується лінії зв'язку між лічильниками технічного обліку та УЗПД виконані витими парами з мідними луженими дротами з необхідною кількістю витих пар (інтерфейс RS-485), між лічильниками комерційного обліку та УЗПД передача інформації здійснюється по радіоканалу за допомогою GSM-модемів.

8.4 Схеми підключення основного обладнання

Трансформатори струму (ТС) і напруги (ТН) слугують для безпечного підключення вимірювальних приладів і приладів обліку (лічильників електроенергії) до високовольтних кіл, масштабуючи струм та напругу до рівнів, безпечних для вимірювальних приладів.

Первинна обмотка ТС вмикається послідовно в розрив головного кола високої напруги (рис. 8.2). Вторинна обмотка, розрахована на номінальний струм 1 А або 5 А, підключається до відповідних струмових клем лічильника. ТС працює в режимі, близькому до КЗ.

Категорично забороняється розмикати вторинне коло ТС, що перебуває під навантаженням. Це призводить до миттєвого стрибка напруги на вторинних клеммах до небезпечних для життя значень (тисячі вольт) та перегріву магнітопроводу, що може вивести ТС з ладу.

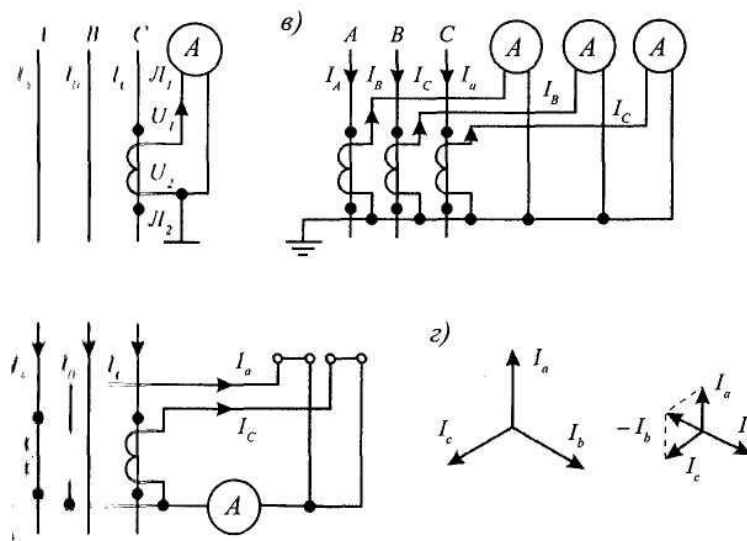


Рисунок 8.2 – Схеми підключення ТС:

- а) з одним ТС; б) з двома ТС, схема неповна Y;
- в) з трьома ТС, схема повна Y;
- г) векторні діаграми струмів.

Первинна обмотка ТН вмикається паралельно до головного кола, між фазами або між фазою та землею (рис. 8.3). Вторинна обмотка, розрахована на номінальну напругу 100 В, підключається до клем напруги лічильника. ТН працює в режимі, близькому до неробочого ходу.

Для безпеки обслуговування персоналом один із виводів вторинної обмотки як у ТС, так і у ТН в обов'язковому порядку заземлюється.

Вибір схеми з'єднання обмоток трансформаторів напруги (ТН) залежить від поставленої задачі. Для вимірювання лінійних (міжфазних) напруг використовують або два однофазних ТН у схемі відкритого Δ , або один трифазний ТН (наприклад, НТМК-10) зі з'єднанням обмоток у Y . Якщо ж необхідне вимірювання фазних напруг відносно землі та організація релейного захисту, застосовують три однофазних ТН у схемі «зірка-зірка» або спеціальні триобмоткові трансформатори (наприклад, НАМІ-10). В останніх одна вторинна обмотка («зірка») живить вимірювальні прилади, а інша («розімкнений трикутник») – реле захисту від замикань на землю.

Монтаж ТН здійснюється безпосередньо в розподільчих пристроях, звідки контрольні кабелі прокладаються до щитів з приладами обліку та контролю.

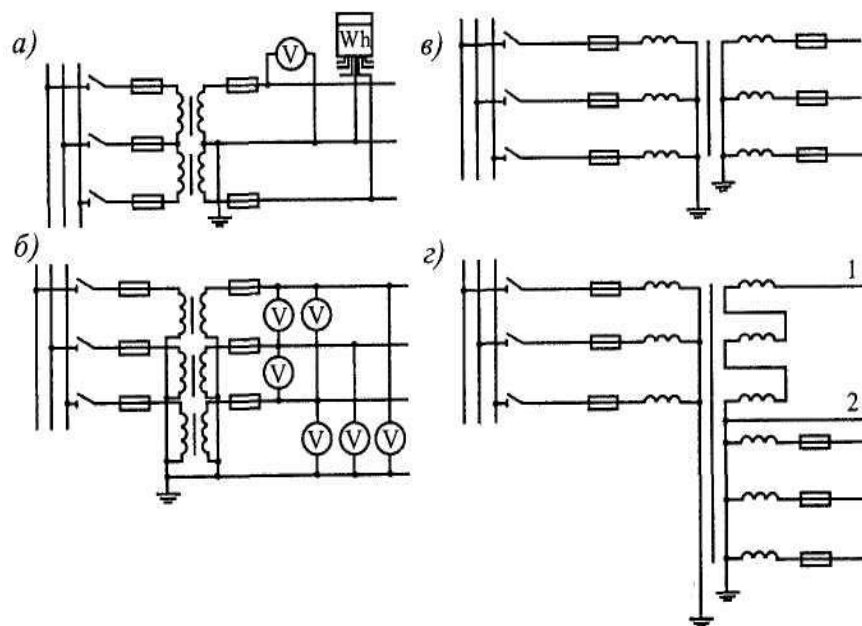


Рисунок 8.3 – Схеми підключення ТН:

- а) з двома, схема неповного Δ ;
- б) з трьома схема Y ;
- в) 1-го 3 ф. з двома обмотками за схемою Y ;
- г) 1-го 3 ф. з трьома обмотками: дві – за схемою Y , третя (1-2)- за схемою "розімкнений Δ ".

Після масштабування струмів та напруг вони подаються на входи лічильників електричної енергії.

Силкові кола лічильників комерційного обліку (Landis+Gyr) підключаються до вторинних кіл відповідних ТС та ТН (рис. 8.4)

Інформаційні виходи підключаються до зовнішніх GSM-модемів (NIK AGSM), які забезпечують передачу даних по стільниковому каналу зв'язку.

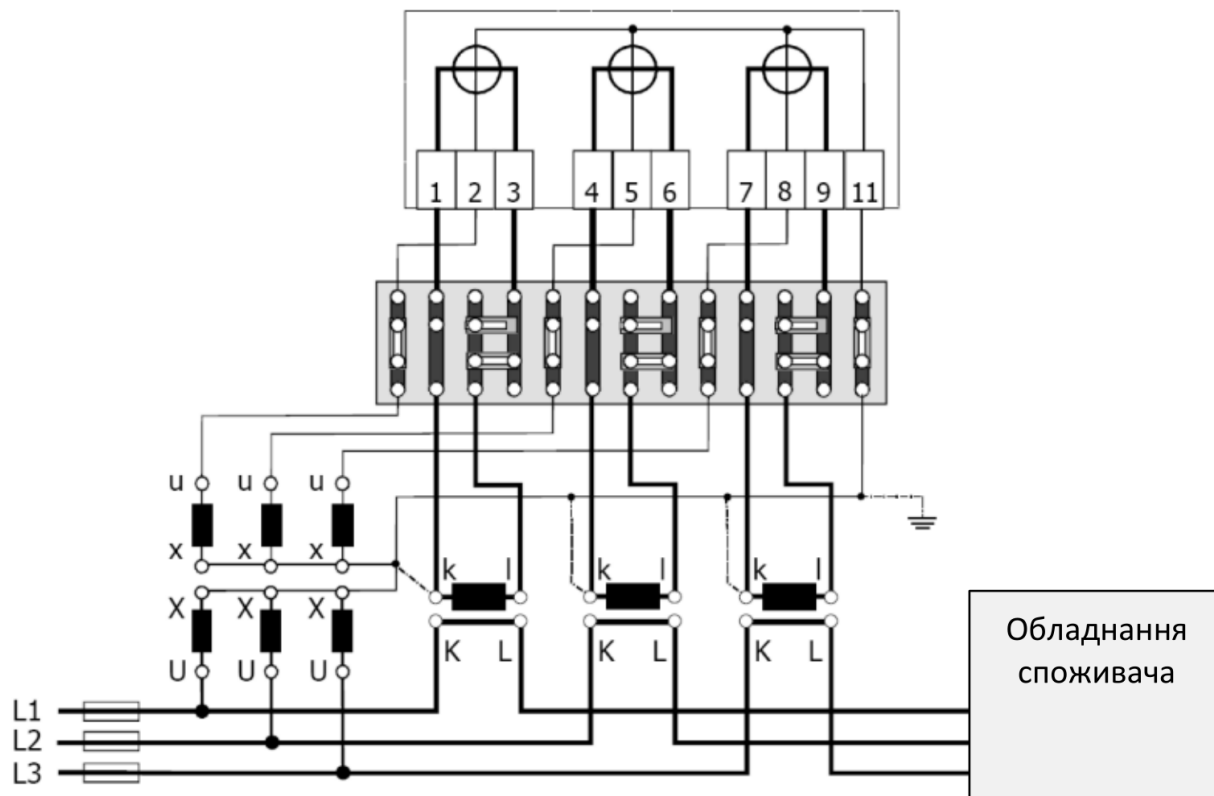


Рисунок 8.4 – Схема підключення ZMY405CU0L40.01.1025.S2 до мережі 10 кВ: 3×ТС, ТН

Силкові кола лічильників технічного обліку (NIK 2307 ART.102.0.11), що розміщуються у шафах ЗРУ 10 кВ підключаються до вторинних кіл ТС та ТН (рис. 8.5).

Силкові кола лічильників технічного обліку (NIK 2307 ART.102.0.15) призначені для двох завдань: організації цехового обліку та контролю за електроспоживанням власних потреб ЦРУ 10 кВ. Схема їхнього підключення (рис. 8.6) є комбінованою: струмові кола живляться від вторинних обмоток трансформаторів струму, а кола напруги підключаються безпосередньо до мережі 0,4 кВ, без трансформаторів напруги.

Комунікаційні виходи об'єднуються в єдину інформаційну шину за допомогою кабелю «вита пара» і підключаються до порту RS-485 концентратора даних NIK KC-02-06.

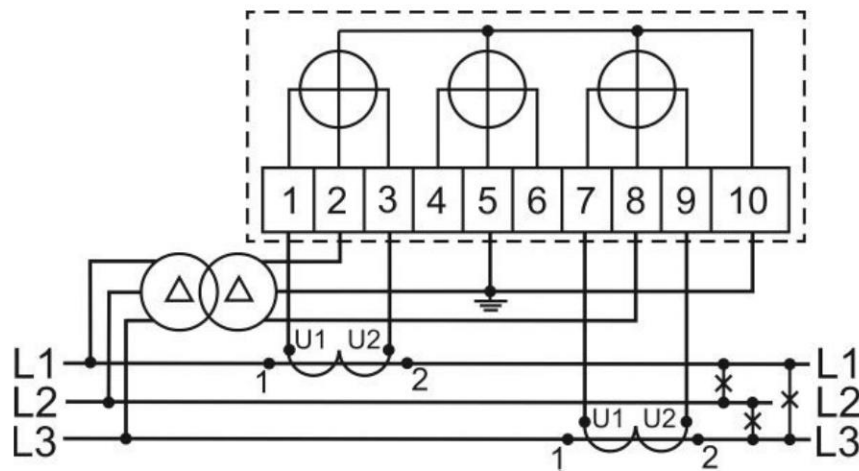


Рисунок 8.5 – Схема підключення лічильника NIK 2307 ART.102.0.15

$$U_{\text{ном}} = 3 \times 57,3 / 100 \text{ В}$$

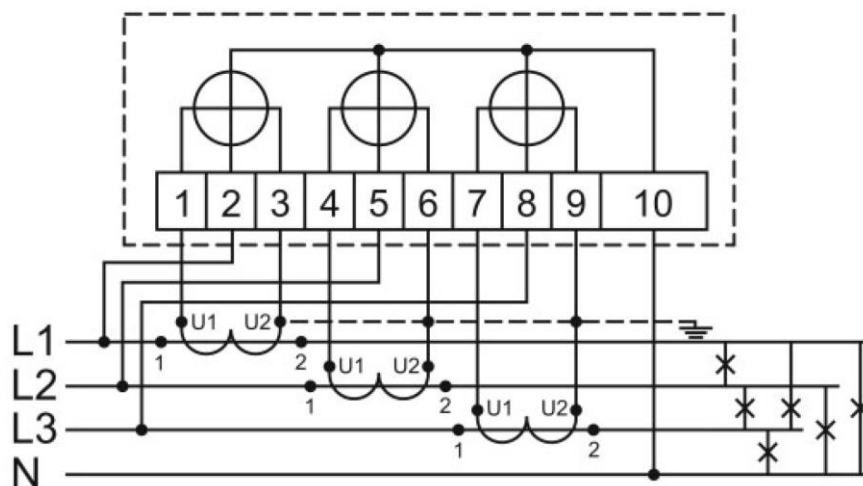


Рисунок 8.6 – Схема підключення лічильника NIK 2307 ART.102.0.11

$$U_{\text{ном}} = 3 \times 220 / 380 \text{ В}$$

Концентратор даних NIK KC-02-06 є ключовим елементом середнього, комунікаційного рівня АСКОВЕ.

Його головне завдання на «нижньому» рівні — це збір інформації з точок обліку. Функціонуючи у складі системи, даний контролер отримує дані від лічильників технічного обліку через промисловий інтерфейс RS-485. Для розширення мережі збору даних та покриття більшої кількості приладів можуть також використовуватися проміжні комунікаційні пристрої, наприклад, повторювачі або мультиплексори.

					Арк.
Зм.	Арк.	№ докум.	Підпис.	Дата	74

Зібравши та накопичивши дані, контролер передає їх на серверний рівень, використовуючи «верхні» підключення. Основним каналом для цього є порт Ethernet, через який пристрій підключається до локальної обчислювальної мережі (ЛОМ) заводу. Окрім цього, вбудований GSM-модуль виконує подвійну функцію: по-перше, він забезпечує отримання даних від віддалених комерційних лічильників по радіоканалу, а по-друге, може слугувати резервним каналом зв'язку з сервером у випадку відмови основного Ethernet-з'єднання.

Окрім передачі даних, важливою є функція управління та діагностики самого пристрою. Конфігурування концентратора даних NIK KC-02-06 виконується віддалено, з за допомогою каналів зв'язку Ethernet або стільникових мереж. Для випадків, коли потрібен безпосередній доступ, передбачена можливість локального підключення з персонального комп'ютера через сервісний консольний порт. Схема комунікаційних інтерфейсів контролера представлені на рисунках 8.7.

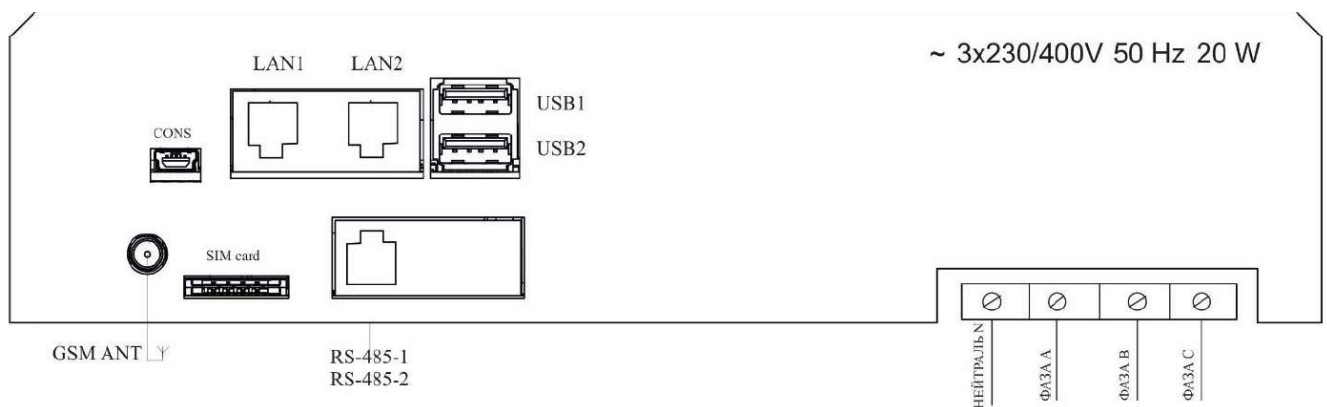


Рисунок 8.7 – Комунікаційні порти контролера NIK KC-02-06

8.5 Вимірювальні трансформатори АСКОЕ

8.5.1. Вибір трансформаторів струму

Для вимірювання струму в колах ліній КЛ-1 та КЛ-2, що живлять завод, попередньо обирається ТС типу ТОЛУ-10 з коефіцієнтом трансформації 600/5 А.

Перевірочний розрахунок обраного трансформатора та підтвердження його відповідності умовам експлуатації наведено в табл. 8.1.

					Арк.
Зм.	Арк.	№ докум.	Підпис.	Дата	75

Таблиця 8.1. Вибір трансформатору струму (лінійна шафа ГЗП)

Розраховані параметри	Каталожні дані ТС ТОЛУ-10/600
$U_{уст} = 10 \text{ кВ}$	$U_{ном} = 10 \text{ кВ}$
$I_p = \frac{S_p}{n\sqrt{3}U_{ном}} = \frac{9584,9}{2\sqrt{3} \cdot 10,5} = 263,5 \text{ А}$	$I_{ном} = 600 \text{ А}$
$I_{p,маx} = nI_p = 2 \cdot 263,5 = 527 \text{ А}$	$I_{ном} = 600 \text{ А}$
Клас точності 0,5S	0,5S
$i_y = 16,39 \text{ кА}$	$i_{дин} = 180 \text{ кА}$
$B_k = I''^2 \cdot (t_b + T_a) = 6,21^2 (2,065 + 0,07) = 82,3 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_k = I_{тер}^2 \cdot t_{тер} = 31,5^2 \cdot 1 = 992, \text{ кА}$
$Z_2 = 0,122 \text{ Ом}$	$Z_{2ном} = 0,2 \text{ Ом}$

Опір проводів, якими підключені вимірювальні прилади:

$$r_{пр} = Z_{2ном} - r_{прил} - r_k = 0,2 - 0,01 - 0,05 = 0,141 \text{ Ом};$$

$r_{прил}$ – внутрішній опір вимірювальних приладів:

$$r_{прил} = S_{прил} / I_2^2 = 0,225 / 5^2 = 0,009 \text{ Ом};$$

де r_k – опір контактів, приймаємо 0,05 Ом [8];

$S_{прил}$ – споживана приладами потужність, В·А.

Вибір приладів проведено згідно рекомендацій [8]. Розрахунок сумарної потужності вимірювальних приладів представлено в табл. 8.2.

Таблиця 8.2. Навантаження вимірювальної обмотки ТС

Вимірювальний прилад	Марка приладу	По-фазна повна потужність, В·А		
		А	В	С
Лічильник електроенергії Landis + Gyr	ZMY405	0,125	0,125	0,125
Амперметр	Е-377	0,1	0,1	0,1
Всього		0,225	0,225	0,225

На основі $r_{пр}$ визначаємо переріз з'єднувальних дротів:

$$s = \frac{\rho \cdot l_{роз}}{r_{пр}} = \frac{0,0175 \cdot 9}{0,338} = 1,117 \text{ мм}^2,$$

де ρ – погонний опір мідних дротів, Ом/м·мм²;

					Арк.
Зм.	Арк.	№ докум.	Підпис.	Дата	76

l – довжина з'єднувальних дротів:

$$l = \sqrt{3}k_{\pi} \cdot l_{\text{роз}} = 0,85 \cdot \sqrt{3} \cdot 6 = 9, \text{ м};$$

де k_{π} – поправочний коефіцієнт, вибираємо з діапазону 0,8-0,85 [8];

$l_{\text{роз}}$ – розрахункова протяжність з'єднувальних дротів [8].

Відповідно до ПУЕ, за умовою міцності для приймаємо переріз мідного монтажного дроту $2,5 \text{ мм}^2$, [1].

Тоді, дійсний опір з'єднувальних дротів

$$r_{\text{пр}} = \frac{\rho \cdot l_{\text{роз}}}{s} = \frac{0,0175 \cdot 9}{2,5} = 0,063 \text{ Ом.}$$

Остаточне навантаження на вторинну вимірювальну обмотку ТС:

$$Z_2 = r_{\text{пр}} + r_{\text{прил}} + r_{\text{к}} = 0,141 + 0,009 + 0,05 = 0,122 \text{ Ом.}$$

Отже, приймаємо до встановлення ТС ТОЛУ-10-600/5-У3.

Вибір трансформаторів струму інших споживачів аналогічний і виконаний у вигляді табл. 8.3-8.5.

Таблиця 8.3. Розрахунок навантажень вимірювальних приладів

Вимірювальні прилади	Місце встановлення приладів у шафах КРУ					
	Ввід ЦРУ, СВ			КЛ 3, 4, 9, 10, 13, 14, 18, 19		
	Навантаження В·А			Навантаження В·А		
	А	В	С	А	В	С
Амперметр Е-377	0,1	0,1	0,1	0,1	0,0	0,1
НІК 2307	0,0	0,0	0,0	0,05	0,0	0,05
Всього	0,1	0,1	0,1	0,15	0,0	0,15

Таблиця 8.4. Розрахунок вторинних навантажень ТС

Призначення ТС	$r_{\text{прил}}$, Ом	$r_{\text{пр}}$, Ом	s , мм ²	$l_{\text{роз}}$, м	$r_{\text{пр}}$, Ом	Z_2 , Ом
Ввідна шафа ЦРУ, СВ	0,004	0,146	2,5	9	0,063	0,117
КЛ 3, 4, 9, 10, 13, 14, 18, 19	0,006	0,144	2,5	5,5	0,04	0,1

Таблиця 8.5. Вибір трансформаторів струму

Умова вибору	Од. вим.	Місце встановлення ТС у шафах КРУ		
		Ввід ЦРУ	СВ	КЛ 13
$U_{уст} < U_{ном}$	кВ	$10,0 \leq 10,0$	$10,0 \leq 10,0$	$10,0 \leq 10,0$
$I_p < I_{ном}$	А	$263,5 < 600$	$263,5 < 300$	$113,9 < 200$
$I_{ав} < I_{ном}$	А	$527,0 < 600$	$263,5 < 300$	$193,2 < 200$
Клас точності	-	1,0	1,0	1,0
$i_{уд} < i_{дин}$	КА	$11,08 < 180$	$11,08 < 180$	$11,08 < 80$
$B_{к.р} < B_{к.н}$	кА ² ·с	$82,3 < 36^2 \cdot 3 = 3888$	$82,3 < 36^2 \cdot 3 = 3888$	$5,5^2(0,565 + 0,0117) = 17,4 < 16^2 \cdot 3 = 768$
$Z_2 < Z_{ном}$	Ом	$0,117 < 0,2$	$0,117 < 0,2$	$0,1 < 0,2$
Марка ТС		ТОЛУ-10-600/5	ТОЛУ-10-300/5	ТОЛУ-10-200/5

продовження табл. 8.5.

Умова вибору	Од. вим.	Місце встановлення ТС у шафах КРУ		
		КЛ 3, 4	КЛ 14	КЛ 18, 19
$U_{уст} < U_{ном}$	кВ	$10,0 \leq 10,0$	$10,0 \leq 10,0$	$10,0 \leq 10,0$
$I_p < I_{ном}$	А	$108,8 < 300$	$83,4 < 300$	$49,5 < 50$
$I_{ав} < I_{ном}$	А	$217,5 < 300$	$208,5 < 300$	$49,5 < 50$
Клас точності	-	1,0	1,0	1,0
$i_{уд} < i_{дин}$	КА	$11,08 < 180$	$11,08 < 180$	$11,08 < 18,5$
$B_{к.р} < B_{к.н}$	кА ² ·с	$5,5^2(0,565 + 0,0117) = 17,4 < 16^2 \cdot 3 = 768$	$17,4 < 16^2 \cdot 3 = 768$	$17,4 < 3,7^2 \cdot 3 = 41$
$Z_2 < Z_{ном}$	Ом	$0,1 < 0,2$	$0,1 < 0,2$	$0,1 < 0,2$
Марка ТС		ТОЛУ-10-300/5	ТОЛУ-10-300/5	ТОЛУ-10-50/5

8.5.2. Вибір трансформаторів напруги

Обладнання встановлюється в комірках комплектної розподільної установки (КРУ) типу КУ-10Ц. З огляду на конструктивні особливості даного РУ, для вимірювання напруги та живлення кіл обліку обирається трифазний трьохобмотковий трансформатор напруги марки НАМІ-10.

Визначення вторинного навантаження ТН наведено у табл. 8.6, а перевірка обраного трансформатора – у табл. 8.7. Загальний перелік вимірювальних приладів для секції шин визначено відповідно до вимог [7].

Таблиця 8.6. Вторинне навантаження ТН

Прилад	Марка приладу	$S_{\text{ном}}$, В·А	Кількість приладів	Загальна споживана потужність, В·А
Лічильник електроенергії	НИК 2307	10	4	40
Вольтметр	Е377	2	1	2
Всього				42

Таблиця 8.7. Вибір ТН

Розраховані параметри	Од. вим.	Критерій вибору	Номинальні параметри трансформатора напруги
$U_{\text{уст}} = 10$, кВ	кВ	$U_{\text{уст}} \leq U_{\text{ном}}$	$U_{\text{ном}} = 10$, кВ
$Y_0/Y_0/\Delta-0$	-	Схема з'єднань:	$Y_0/Y_0/\Delta-0$
0,5	-	Клас точності:	0,5
$S_p = 42$	В·А	$S_p \leq S_{\text{ном}}$	$S_{\text{ном}} = 75$

Отже, приймаємо до встановлення НАМІ-10

ЗАГАЛЬНІ ВИСНОВКИ

У даній роботі виконано проєктування системи електропостачання та автоматизованого обліку електроенергії заводу радіальних верстатів.

Проведений розрахунок показав, що розрахункове навантаження на шинах 10 кВ центрального розподільного установки заводу становить 9,5 МВт та 10,2 МВАр.

Для аналізу режимів електроспоживання було виконано побудову добових графіків електричних навантажень зимового та літнього періодів року, з урахуванням робочих та вихідних днів.

При виборі варіантів схеми приєднання заводу до розгляду були прийняті:

- 1) живлення кожної цехової ПС здійснюється від ЦРУ 10 кВ по окремих КЛ, що приєднані до їх введів 10 кВ наглухо (радіальна схема);
- 2) цехові підстанції приєднуються до магістральних ліній, що відходять від ЦРУ 10 кВ через ввідну шафу із запобіжником і вимикачем навантаження (змішана схема).

За результатами техніко-економічного обґрунтування було вибрано магістральну схему.

Для оптимізації режимів роботи мережі розроблено заходи з компенсації реактивної потужності. Обґрунтовано встановлення конденсаторних установок напругою 10 кВ (серії КРМ-10) та 0,4 кВ (серії КРМ-0,4) сумарною потужністю, що забезпечує необхідний коефіцієнт потужності.

На базі розрахунку струмів КЗ було виконано вибір основного високовольтного обладнання, зокрема: вакуумних вимикачів ВР1-10-20/630У2, вимикачів навантаження серії ВНРп-10, трансформаторів струму серії ТОЛУ-10, запобіжників серії ПКТ-103, а також кабельних ліній 10 кВ для схеми приєднання заводу 2×ААБл-(3х150) і внутрішньої мережі типу ААШв.

У спеціальному розділі розроблено сучасну систему АСКОЕ на базі концентратора даних НІК КС-02-06. Для комерційного обліку застосовано лічильники Landis+Gyr серії ZMY405, а для технічного – НІК 2307. Впровадження даної системи створює інструменти для глибокого аналізу та прогнозування електроспоживання, виявлення резервів економії та, як наслідок, зниження частки енергетичних витрат у собівартості продукції.

Розроблені в роботі проєктні рішення забезпечують надійне та ефективне електропостачання заводу.

						Арк.
Зм.	Арк.	№ докум.	Підпис.	Дата		80

ЛІТЕРАТУРА

1. Правила улаштування електроустановок. – Видання офіційне. Міненерговугілля України. Х.: Видавництво «Форт», 2017. 760 с.
2. Рудницький В. Г. Внутрішньозаводське електропостачання. Курсове проектування / В. Г. Рудницький. Суми: ВТД «Університетська книга», 2006. 153 с.
3. Бурбело М. Й. Системи електропостачання. Елементи теорії та приклади розрахунків: навчальний посібник / М. Й. Бурбело, О. О. Бірюков, Л. М. Мельничук. Вінниця: ВНТУ, 2011. 204 с.
4. Василега П. О. Електропостачання: підручник / П. О. Василега. Суми: Сумський державний університет, 2019. 521 с.
5. Електричне обладнання підстанцій систем електропостачання / А. Ю. Орлович, П. Г. Плешков, О. А. Козловський та ін. М-во освіти і науки України, Центральноукр. нац. техн. ун-т. Кропивницький: ЦНТУ, 2020. 274 с.
6. Лежнюк П. Д. Проектування електричної частини електричних станцій / П. Д. Лежнюк, В. М. Лагутін, В. В. Тептя. Вінниця: ВНТУ, 2009. 194 с.
7. Перехідні процеси в системах електропостачання: Підручник для вузів / Г. Г. Півняк, В. М. Винославський, А. Я. Рибалко, Л. І. Несен / За ред. Г. Г. Півняка. Дніпропетровськ: Національний гірничий університет, 2002.
8. Перехідні процеси в системах електропостачання: / М. М. Черемісін, О. М. Мороз, О. Б. Єгоров, С. В. Швець. – Харків: ТОВ «В справі», 2016. 260 с.
9. Рожков П. П., Рожкова С. Е. Контроль та облік електричної енергії: конспект лекцій. – Харків. нац. ун-т міськ. госп-ва ім. О. М. Бекетова. – Харків : ХНУМГ ім. О. М. Бекетова, 2018. – 107 с.
- 10 Коцар О. В. Автоматизовані системи контролю, обліку та управління енерговикористанням. – К.: КПІ ім. Ігоря Сікорського, – Дніпро Середняк Т. К., 2017. – 44 с.
11. Кваліфікаційна робота бакалавра: метод. рекомендації до структури та оформлення випускної кваліфікаційної роб. для здобувачів вищої освіти першого (бакалаврського) рівня зі спец. 141 - Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка / [уклад.: П. Г. Плешков, Н. Ю. Гарасьова, А. І. Котиш та ін.]; М-во освіти і науки України, Центральноукраїн. нац. техн. ун-т. Кропивницький: ЦНТУ, 2023. 80 с.

									Арк.
Зм.	Арк.	№ докум.	Підпис.	Дата					81