

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 електротехнічної системи електроспоживання  
локомотивного депо»**

Виконав здобувач вищої освіти  
IV курсу, групи ЕЕ-21,  
ОПП «Електроенергетика,  
електротехніка та електромеханіка»  
спеціальності 141 «Електроенергетика,  
електротехніка та електромеханіка»  
\_\_\_\_\_ Валерій ЩЄПІН  
« \_\_\_\_ » \_\_\_\_\_ 2025 р.

Керівник роботи  
проф., канд. техн. наук  
\_\_\_\_\_ Анатолій ОРЛОВИЧ  
« \_\_\_\_ » \_\_\_\_\_ 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**

Щепіна Валерія Валерійовича

(прізвище, ім'я, по батькові)

1. Тема роботи (проекту) «Розроблення електротехнічної системи електроспоживання локомотивного депо.

Development of an electrical system for power consumption of a locomotive depot»

2. Керівник роботи (проекту) Орлович Анатолій Юхимович, к.т.н., проф.

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

3. Строк подання студентом роботи до захисту 2.06.2025 р.

4. Мета та завдання випускної кваліфікаційної роботи: Розроблення електротехнічної системи електроспоживання локомотивного депо згідно сучасних вимог надійності та економічності.

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>5.03.25</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 схем ел. пост.</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

« 28 » « лютого » 2025 року

Підпис керівника

Анатолій ОРЛОВИЧ

Задання прийнято до виконання

« 28 » « лютого » 2025 року

Підпис здобувача

Валерій ЩЄПІН

## АНОТАЦІЯ

Кваліфікаційна робота: загальний обсяг 81 с., 10 рис.; 24 табл.; 11 джерел; 4-ри додатки на 12 с.

**Щепін В. В. Розроблення електротехнічної системи електроспоживання локомотивного депо. – Рукопис.**

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

У кваліфікаційній роботі проведено комплексне розроблення системи електропостачання локомотивного депо, орієнтуючись на актуальні стандарти економічності та експлуатаційної надійності. Реалізація проекту включала низку інженерних розрахунків, а саме: визначення електричних навантажень, побудову добових та річного графіку електроспоживання, техніко-економічне обґрунтування схеми внутрішнього електропостачання, розрахунок параметрів компенсації реактивної потужності та струмів короткого замикання. Отримані розрахункові дані стали основою для вибору необхідних електричних апаратів та кабельних ліній для мережі 10 кВ, а також для обґрунтування конфігурації та місць розташування цехових трансформаторних підстанцій.

Спеціальний розділ роботи присвячений створенню автоматизованої системи обліку електроенергії. У цьому розділі детально обґрунтовано архітектуру інформаційно-вимірювальної системи. В якості первинних сенсорів системи обрано трансформатори струму марки ТОЛУ-10 та трансформатори напруги марки НАМИТ-10. Для забезпечення комерційного обліку електроенергії вибрано лічильники серії Itron SL761, а для технічного обліку – лічильники серії NIK 2307.

**Ключові слова:** електричне навантаження, компенсація реактивної потужності, електроапарат, кабельна лінія, автоматизована система обліку електроенергії, локомотивне депо

## ABSTRACT

Qualification work: 81 p.; 10 Fig.; 24 tables; 11 sources; 4 add. on 12 p.

### **Shchiepin V. V. Development of an electrical system for power consumption of a locomotive depot. – Manuscript.**

Bachelor's thesis on 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 qualification work included a comprehensive development of the power supply system for the locomotive depot, focusing on current standards of efficiency and operational reliability. The project included a number of engineering calculations, including: determining electrical loads, building daily and annual power consumption schedules, a feasibility study of the internal power supply scheme, and calculating reactive power and short-circuit current compensation parameters. The calculated data were used as the basis for selecting the necessary electrical equipment and cable lines for the 10 kV network, as well as for justifying the configuration and location of the shop transformer substations.

A special section of the work is devoted to the creation of an automated electricity metering system. In this section, the architecture of the information and measurement system is explained in detail. Current transformers of the TOLU-10 brand and voltage transformers of the NAMIT-10 brand were chosen as the primary sensors of the system. Itron SL761 series meters were selected for commercial electricity metering, and NIK 2307 series meters for technical metering.

**Keywords:** electrical load, reactive power compensation, electrical apparatus, cable line, automated electricity metering system, locomotive depot

## ЗМІСТ

	стр.
ВСТУП .....	8
1. Електричні навантаження.....	9
1.1. Розрахунок силових електричних навантажень у електричних мережах до 1000 В.....	9
1.2. Розрахунок освітлювального навантаження.....	12
1.3. Розрахунок електричних навантажень у мережі вище 1000 В.....	14
1.4. Побудова графіків електричних навантажень підприємства.....	22
2. Картограма електричних навантажень і місце розташування центральної розподільної установки 10 кВ.....	25
3. Техніко-економічне обґрунтування схем зовнішнього та внутрішнього електропостачання локомотивного депо.....	26
3.1. Схема приєднання та вибір напруги живлення.....	26
3.2. Вибір напруги та схеми внутрішнього електропостачання.....	27
4. Компенсація реактивної потужності.....	34
4.1. Розрахунок балансу реактивної потужності та вибір пристроїв для її компенсації.....	34
4.2. Вибір кількості, потужності та місця розташування пристроїв компенсації реактивної потужності.....	36
5. Трансформаторні підстанції.....	40
5.1. Вибір кількості та потужності трансформаторів цехових підстанцій...	40
5.2. Компоновка та місце розташування цехових трансформаторних підстанцій.....	42

					КВАЛІФІКАЦІЙНА РОБОТА ЗА ПЕРШИМ (БАКАЛАВРСЬКИМ) РІВНЕМ ВИЩОЇ ОСВІТИ			
Зм.	Арк.	№ докум.	Підпис.	Дата	Літера	Аркуш	Аркушів	
Розроб.		Щепін В. В.			«Розроблення електротехнічної системи електроспоживання локомотивного депо. Development of an electrical system for power consumption of a locomotive depot»	Д	6	81
Перевір.		Орлович А. Ю.				ЦНТУ гр. ЕЕ-21		
Н.контр.								
Затв.		Плешков П. Г.						

6. Розрахунок струмів коротких замикань і вибір обладнання електроустановок та силових мереж системи електропостачання.....	43
6.1. Розрахунок струмів КЗ у мережі 10 кВ.....	43
6.2. Вибір струмопровідних пристроїв силових мереж.....	46
6.3. Вибір електрообладнання.....	47
7. Спеціальний розділ.....	52
7.1. Мета та задачі комерційного й технічного обліку.....	52
7.2. Сучасні підходи до побудови архітектури автоматизованих систем обліку електроенергії.....	53
7.3. Вибір каналів зв'язку.....	60
7.4. Електричні схеми підключення пристрою збору та передачі даних і електролічильників.....	61
7.5. Вибір вимірювальних трансформаторів.....	64
ВИСНОВКИ .....	68
ПЕРЕЛІК ПОСИЛАНЬ.....	69
ДОДАТКИ.....	70
Додаток А. Розрахунок графіків електричних навантажень підприємства....	71
Додаток Б. Розрахунок картограми електричних навантажень підприємства	75
Додаток В. Розрахунок електричних навантажень магістральних ліній.....	76
Додаток Г. Електричні схеми.....	78

## ВСТУП

Локомотивне депо – це собою багатопрофільне ремонтно-експлуатаційне підприємство. Його виробничі площі депо складають 12,9 тис. кв. м на яких розміщено основне виробництво: цех колісно-моторного блоку (КМБ), цехи ТО-2, ТО-3, заготівельний, електротехнічний, плотницький цехи, цех поточного ремонту ПР-1, компресорна станція та адміністративно-побутові будівлі.

Головним навантаженням виробничих підрозділів депо є металорізальні верстати, преси, компресори та загальновиробничі механізми – вентилятори, насоси, крани. Також використовуються електротехнологічні установки – індукційні установки наплавки колісних пар.

Локомотивного депо спеціалізується на проведенні таких видів технічного обслуговування (ТО) та поточних ремонтів (ПР) локомотивів:

- екіпірування тепловозів та електровозів;
- ТО-2, ТО-3, ПР-1 тепловозів ЧМЕЗ, 2ТЕ10Л, 2ТЕ10М;
- ТО-2, ТО-3, ПР-1 електровозів ВЛ80т, ВЛ60, ВЛ80с, 2ЕЛ5К;
- обточування колісних пар тепловозів власної приписки на верстаті А-41.

ТО-2, ТО-3 виконують з метою попередження появи несправностей і підтримки тепло-, електровозів у працездатному і належному санітарно-гігієнічному стані, що забезпечує їх безперебійну роботу та безпеку руху.

Поточний ремонт ПР-1 призначений для відновлення основних експлуатаційних характеристик і працездатності, у відповідних міжремонтних періодах шляхом ревізії, ремонту та заміни окремих деталей, вузлів і агрегатів, регулювання та випробування. Проведення поточних ремонтів характеризується високою питомою густиною електронавантаження, а також наявністю значної кількості допоміжного обладнання (вентиляційні системи, насосні установки тощо).

Режим роботи виробництва – чотиризмінний. За надійністю електропостачання електродвигачі депо відносяться до II категорії – 75%, до III – категорії – 25%. Живлення виробництва може здійснюватися від ПС енергосистеми по кабельних лініях довжиною 1,4 км.

Значення надперехідного струму КЗ у максимальному режимі роботи енергосистеми на шинах РУ 35 кВ ПС Енергосистема становить 8,7 кА.

Метою даної кваліфікаційної роботи є розв'язання комплексної задачі з розроблення електротехнічної системи ремонтно-експлуатаційного підприємства.

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

# 1 ЕЛЕКТРИЧНІ НАВАНТАЖЕННЯ

## 1.1 Розрахунок силових електричних навантажень у електричних мережах до 1000 В

Визначення електричних навантажень у мережі до 1000 В здійснюється із застосуванням методу впорядкованих діаграм [2-5].

Виконаємо детально розрахунок електричного навантаження ремонтного цеху локомотивного депо.

Розрахунковий максимум навантаження:

$$S_p = \sqrt{P_p^2 + Q_p^2} = \sqrt{637,8^2 + 502,5^2} = 812,0 \text{ кВА};$$

де  $P_p$ ,  $Q_p$  – розрахункові навантаження електроприймачів цеху, відповідно:  
- активне

$$P_p = P_{\text{сзм}} \cdot K_M = 551,7 \cdot 1,16 = 637,8 \text{ кВт},$$

$P_{\text{сзм}}$  – сумарне середнє навантаження цеху за найбільш завантажену зміну:

$$P_{\text{сзм}} = \sum_{i=1}^n P_{\text{сзм},i} = \sum_{i=1}^6 66,79 + 26,5 + 184,8 + 0,76 + 200 + 72,8 = 551,7 \text{ кВт};$$

$n$  – кількість груп ЕП з різними режимами роботи, що входять до складу навантаження цеху;

$P_{\text{сзм},i}$  – сумарне середнє навантаження  $i$ -ї групи однотипних електроприймачів за пікову зміну, кВт;

$K_M$  – коефіцієнт максимуму активного навантаження

$$K_M = \sqrt{1 + \frac{4,4K_B^2 - 12,7K_B + 8,235}{(K_B + 0,05)n_{\text{еф}}^{(1,04-0,4K_B)}}} = \sqrt{1 + \frac{4,4 \cdot 0,36^2 - 12,7 \cdot 0,36 + 8,235}{(0,36 + 0,05) \cdot 45^{(1,04-0,4 \cdot 0,36)}}} = 1,16,$$

$K_B$  – груповий коефіцієнт використання для електроприймачів цеху

$$K_B = P_{\text{сзм}} / \sum_{i=1}^k P_{\text{ном},i} = 551,7 / 1516,7 = 0,36,$$

$k$  – кількість електроприймачів цеху ремонту, шт.;

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

$n_{\text{эф}}$  – ефективна кількість електроприймачів цеху, з урахуванням  $m \geq 3, K_B > 0,2$

$$n_e = \frac{2 \sum_{i=1}^k P_{\text{вст.}i}}{P_{\text{ном.мак}}} = \frac{2 \cdot 1516,7}{68} = 44,6 \approx 45 \text{ шт.},$$

$P_{\text{вст.}i}$  – встановлена потужність  $i$ -го електроприймача цеху, кВт;

$m$  – коефіцієнт, визначається як співвідношення максимальної  $P_{\text{уст.мак}}$  та мінімальної  $P_{\text{уст.мін}}$  встановлених активних потужностей електроприймачів цеху

$$m = \frac{P_{\text{уст.мак}}}{P_{\text{уст.мін}}} = \frac{68,0}{0,6} = 113;$$

- реактивне

оскільки  $n_{\text{эф}} > 10$  то

$$Q_p = Q_{\text{сзм}} = 502,5 \text{ квар},$$

$Q_{\text{сзм}}$  – сумарне середнє навантаження цеху за найбільш завантажену зміну:

$$Q_{\text{сзм}} = \sum_{i=1}^n Q_{\text{сзм.}i} = \sum_{i=1}^6 153,0 + 31,0 + 138,6 + 1,3 + 123,9 + 54,6 = 502,5 \text{ квар};$$

$Q_{\text{сзм.}i}$  – сумарне середнє навантаження  $i$ -ї групи однотипних електроприймачів за найбільш завантажену зміну, квар.

Розрахунок електричних навантажень для інших цехів і підрозділів локомотивного депо в силовій мережі напругою до 1000 В, аналічний розглянутому та виконаний у вигляді табл. 1.1.

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

Таблиця 1.1. Розрахунок електричних навантажень у мережі 0,4 кВ локомотивного депо

№ п/п	Назва вузла навантаження або групи електроприймачів	Кільк. ел. споживачів	Встановлена потужність, кВт		m	k <sub>в</sub>	cosφ	tgφ	Середнє навантаження за зміну		n <sub>е</sub>	K <sub>м</sub>	Розрахункова потужність,		
			одного	сумарна					P <sub>ср.</sub> , кВт	Q <sub>ср.</sub> , квар			P <sub>р.</sub> , кВт	Q <sub>р.</sub> , квар	S <sub>р.</sub> , кВА
1	Цех КМБ	92	2,1 - 32,0	980	15	0,27	1	1	269,2	363,0	61	1	312	363	479
2	Цех ГО-2	32	1,2 - 22,0	260,4	18	0,37	0,71	0,99	96,8	95,6	24	1,26	121,5	95,6	154,6
3	Загівельний цех	63	3,5 - 160,0	717,5	46	0,31	0,67	1,11	223,8	248,9	9	1,65	370,4	273,8	460,6
4	Гараж	33	1,7 - 15,0	298,7	9	0,35	0,49	1,78	103,1	183,5	33	1,21	125,1	183,5	222,1
5	Компресорна станція	20	5,5 - 160,0	808,5	29	0,70	0,8	0,75	564,6	423,4	10	1,16	656,1	465,8	804,6
6	Електротехнічний цех	35	0,5 - 15,0	173	30	0,55	0,85	0,62	94,4	58,5	23	1,15	109,1	58,5	123,8
7	Плотницький цех	34	2,3 - 10,0	226,3	4	0,24	0,64	1,21	53,9	65,3	34	1,29	69,8	65,3	95,6
8	Цех ремонту														
	Металорізальні верстати	49	0,6 - 22,0	556,6	0	0,12	0,4	2,29	66,8	153,0					
	Шліфувальні	15	1,0 - 18,5	132,5	0	0,20	0,65	1,17	26,5	31,0					
	Гідростенд	14	22,0 - 22,0	308	0	0,60	0,8	0,75	184,8	138,6					
	Кран-балка ТВ=40%	3	3,0 - 6,0	7,6	0	0,10	0,5	1,73	0,8	1,3					
	Електропечі опору	10	15,0 - 68,0	400	0	0,50	0,85	0,62	200,0	123,9					
	Вентилятори	12	5,5 - 11,0	112	0	0,65	0,8	0,75	72,8	54,6					
	Всього по цеху	103	0,6 - 68,0	1516,7	113	0,36	0,74	0,91	551,7	502,5	45	1,16	637,8	502,5	812,0
9	Хімлабораторія	32	0,5 - 10,0	105,5	20	0,40	0,78	0,81	41,9	33,7	21	1,26	52,9	33,7	62,7
10	Медпункт	6	2,2 - 4,0	18,9	2	0,54	0,98	0,21	10,3	2,1	6	1,42	14,6	2,4	14,8
11	Цех ГО-3, ГР-1	54	1,2 - 160,0	592,7	133	0,45	0,52	1,63	268,8	437,8	7	1,50	404,3	481,6	628,8
12	Відділення КВП	26	0,5 - 5,5	51	11	0,56	0,83	0,67	28,6	19,2	19	1,17	33,5	19,2	38,6
13	Склад сухого піску	14	4,0 - 15,0	103	4	0,65	0,77	0,83	66,5	55,3	14	1,16	77,0	55,3	94,8
14	Мийка локомотивів	8	2,2 - 5,5	31,2	3	0,67	0,80	0,75	20,8	15,6	8	1,22	25,3	17,2	30,6
15	Побутові приміщення	9	1,5 - 5,5	24,5	4	0,61	0,82	0,70	14,9	10,5	9	1,25	18,6	11,5	21,9
16	Склад ПММ	10	2,2 - 40,0	157	18	0,70	0,80	0,75	109,9	82,4	8	1,19	130,6	90,7	159,0
17	Склад піску	4	22,0 - 22,0	88	1	0,65	0,80	0,75	57,2	42,9	4	1,38	78,7	47,2	91,7
18	Адмінбудинок	55	1,5 - 41,0	349,3	27	0,67	0,97	0,23	234,2	54,3	17	1,12	263,4	54,3	268,9
19	Насосна станція	23	2,2 - 40,0	437,4	18	0,79	0,8	0,75	346,1	259,7	22	1,06	366,2	259,7	448,9
	Всього по депо на напрузі 0,4 кВ	653	0,5 - 160,0	6939,9	320	0,45	0,73	0,94	3156,5	2954,4	87	1,07	3377,0	2954,4	4487,0

## 1.2 Розрахунок освітлювального навантаження

Розрахункові максимуми освітлювального навантаження для підрозділів локомотивного депо обчислювалися за допомогою методу питомої потужності освітлення. Детальний аналіз розрахунку освітлювальних навантажень буде представлено на прикладі ремонтного цеху.

Розрахунковий максимум освітлювального навантаження:

$$S_{p.oc} = \sqrt{P_{p.oc}^2 + Q_{p.oc}^2} = \sqrt{32,2^2 + 55,7^2} = 64,4 \text{ кВ}\cdot\text{А},$$

де  $P_{p.oc}$ ,  $Q_{p.oc}$  – розрахункові потужності освітлювального навантаження, відповідно:

- активна

$$P_{p.oc} = k_1 \cdot k_{п.oc} \cdot P_{вст} = 1,12 \cdot 0,95 \cdot 30,2 = 25,0 \text{ кВт},$$

$k_1$  – коефіцієнт, що враховує втрати потужності в пускоєгулюючому апараті, для ламп типу ДРЛ становить 1,12;

$k_{п.oc}$  – коефіцієнт попиту освітлювального навантаження;

$P_{вст}$  – встановлена потужність освітлювальних приймачів цеху

$$P_{в} = n \cdot p_0 \cdot F \cdot 10^{-3} = 18 \cdot 1456 \cdot 10^{-3} = 26,2 \text{ кВт}.$$

$n$  – кількість поверхів цеху, шт.;

$p_0$  – питома потужність освітлювального навантаження, кВт/м<sup>2</sup>;

$F$  – площа приміщення, що освітлюється, м<sup>2</sup>;

- реактивна

$$Q_{p.oc} = P_{p.oc} \cdot \text{tg}\varphi = 26,2 \cdot 1,73 = 55,7 \text{ квар}.$$

де  $\text{tg}\varphi$  – тангенс кута між векторами струму і напруги для газорозрядних ламп типу ДРЛ приймаємо рівний 1,73.

Розрахунок освітлювальних навантажень для інших підрозділів локомотивного депо аналогічний представленому, тому поданий як табл. 1.2.

						Арк.
Зм.	Арк.	№ докум.	Підпис.	Дата		12

Таблиця 1.2. Розрахунок освітлювального навантаження локомотивного депо

№ п/п	Назва	$n$ , шт	$F$ , м <sup>2</sup>	$P_0$ , Вт/м	cosφ	$P_{\text{уст}}$ , кВт	$Q_{\text{уст}}$ , квар	$k_{\text{п}}$	$k_1$	$P_{\text{р}}$ , кВт	$Q_{\text{р}}$ , квар	$S_{\text{р}}$ , кВА
1	Цех КМБ	1	1456,0	18,0	0,5	26,2	45,4	0,85	1,12	25,0	43,2	49,9
2	Цех ТО-2	1	1968,0	18,0	0,5	35,4	61,4	0,85	1,12	33,7	58,4	67,4
3	Заготівельний цех	1	2016,0	18,0	0,5	36,3	62,9	0,85	1,12	34,5	59,8	69,1
4	Гараж	1	665,0	16,0	0,5	10,6	18,4	0,85	1,12	10,1	17,5	20,3
5	Компресорна станція	1	840,0	12,0	0,5	10,1	17,5	0,85	1,12	9,6	16,6	19,2
6	Електротехнічний цех	1	672,0	18,0	0,5	12,1	21,0	0,85	1,12	11,5	19,9	23,0
7	Плотницький цех	1	840,0	16,0	0,5	13,4	23,3	0,85	1,12	12,8	22,2	25,6
8	Цех ремонту	1	1680,0	18,0	0,5	30,2	52,4	0,95	1,12	32,2	55,7	64,4
9	Хімлабораторія	1	324,0	22,0	0,9	7,1	3,5	0,85	1,20	7,3	3,5	8,1
10	Медпункт	1	176,0	22,0	0,9	3,9	1,9	0,85	1,20	3,9	1,9	4,4
11	Цех ТО-3, ТР-1	1	1334,0	18,0	0,5	24,0	41,6	0,85	1,12	22,9	39,6	45,7
12	Відділення КВП	1	648,0	18,0	0,5	11,7	20,2	0,85	1,12	11,1	19,2	22,2
13	Склад сухого піску	1	348,0	6,0	0,5	2,1	3,6	0,60	1,12	1,4	2,4	2,8
14	Мийка локомотивів	1	208,0	6,0	0,5	1,2	2,2	0,80	1,12	1,1	1,9	2,2
15	Побутові приміщення	2	288,0	20,0	0,9	5,8	2,8	0,85	1,20	5,9	2,8	6,5
16	Склад ПММ	1	494,0	6,0	0,5	3,0	5,1	0,60	1,12	2,0	3,4	4,0
17	Склад піску	1	1500,0	2,0	0,5	3,0	5,2	0,60	1,12	2,0	3,5	4,0
18	Адмінбудинок	3	3294,0	22,0	0,9	72,5	35,1	0,85	1,20	73,9	35,8	82,1
19	Насосна станція	1	520,0	14,0	0,5	7,3	12,6	0,85	1,12	6,9	12,0	13,9
	Освітлення території	1	115029,0	0,3	0,5	34,5	59,8	1,00	1,12	38,6	66,9	77,3
	Всього		19271			350,4	495,6			346,5	486,6	597,4

### 1.3 Розрахунок електричних навантажень у мережі вище 1000 В

У розподільній мережі 10 кВ локомотивного депо розрахунковими вузлами для визначення електричних навантажень є шини ВН цехових трансформаторних підстанцій (ТП) та шини центральної розподільної установки 10 кВ. У зв'язку з цим, перед початком розрахунків було визначено необхідну кількість таких підстанцій та номінальну потужність їх силових трансформаторів. За результатами попереднього аналізу було обрано п'ять цехових ТП, кожна з яких оснащена трансформатором типу ТМГ-630-10/0,4.

Розрахунковий максимум навантаження для шин 10 кВ трансформаторної підстанції ТП-1:

$$S_{p,тп-1} = \sqrt{P_{p,тп-1}^2 + Q_{p,тп-1}^2} = \sqrt{878,8^2 + 210,8^2} = 903,7 \text{ кВА},$$

де  $P_{p,тп-1}$ ,  $Q_{p,тп-1}$  – розрахункові максимуми навантаження на стороні 10 кВ, відповідно, активного та реактивного:

$$P_{p,тп-1} = P_{p,0,4} + \Delta P_{тп-1} = 870,5 + 5,6 = 876,2 \text{ кВт};$$

$$Q_{p,тп-1} = Q_{p,0,4} + \Delta Q_{тп-1} = 169,0 + 46,9 = 215,9 \text{ квар},$$

$P_{p,0,4}$ ,  $Q_{p,0,4}$  – розрахункове навантаження на шинах 0,4 кВ, відповідно, активне та реактивне:

$$P_{p,0,4} = P_{p,c} + P_{p,oc} = 777,3 + 93,2 = 870,5 \text{ кВт};$$

$$Q_{p,0,4} = Q_{p,c} + Q_{p,oc} - Q_{ку,0,4} = 707,5 + 161,5 - 700,0 = 169,0 \text{ квар},$$

$P_{p,c}$ ,  $Q_{p,c}$  – розрахункове силове навантаження на шинах 0,4 кВ, відповідно, активне та реактивне:

$$P_{p,c} = P_{c3} \cdot k_M = 589,8 \cdot 1,32 = 777,3 \text{ кВт};$$

$$Q_{p,c} = Q_{c3} = 707,5 \text{ квар},$$

$P_{c3}$  – сумарна середня потужність силового навантаження електроприймачів ТП-1, впродовж найбільш завантаженої зміни, відповідно, активна та реактивна:

$$P_{c3} = \sum_{i=1}^n P_{c3,i} = \sum_{i=1}^3 (269,2 + 96,8 + 223,8) = 598,8 \text{ кВт},$$

$$Q_{c3} = \sum_{i=1}^n Q_{c3,i} = \sum_{i=1}^5 (311,8 + 121,5 + 370,4) = 707,5 \text{ квар},$$

						Арк.
Зм.	Арк.	№ докум.	Підпис.	Дата		14

$P_{сз.i}, Q_{сз.i}$  – сумарні середні потужності силового навантаження електроприймачів  $i$ -го виробничого підрозділу, що отримує живлення від ТП-1, впродовж найбільш завантаженої зміни, відповідно, активна та реактивна;

$k_M$  – коефіцієнт максимуму активного навантаження:

$$k_M = \sqrt{1 + \frac{4,4k_B^2 - 12,7k_B + 8,235}{(k_B + 0,05)n_{\text{еф}}^{(1,04-0,4k_B)}}} = \sqrt{1 + \frac{4,4 \cdot 0,3^2 - 12,7 \cdot 0,3 + 8,235}{(0,3 + 0,05) \cdot 24^{(1,04-0,4 \cdot 0,3)}}} = 1,32,$$

$k_B$  – груповий коефіцієнт використання активної потужності:

$$k_B = P_{сз} / \sum_I^n P_{\text{уст.}\Sigma} = \frac{589,8}{980 + 260,4 + 717,5} = 0,30;$$

$P_{\text{уст.}\Sigma}$  – встановлена потужність електроприймачів підрозділів, що отримують живлення від ТП-1;

$n_{\text{еф}}$  – ефективне число електроприймачів, що підключені до ТП-1, оскільки  $m \geq 3$ , а  $k_B > 0,2$ , то

$$n_{\text{еф}} = \frac{2 \sum_{i=1}^n P_{\text{ном.}i}}{P_{\text{макс.ном}}} = \frac{2 \cdot 1958,2}{160} = 24,4 \approx 24 \text{ шт.};$$

$$m = P_{\text{макс.ном}} / P_{\text{мін.ном}} = 160 / 1,2 \gg 3,$$

$P_{\text{р.ос}}, Q_{\text{р.ос}}$  – розрахункове освітлювальне навантаження, відповідно, активна та реактивні складові:

$$P_{\text{р.ос}} = \sum_{i=1}^n P_{\text{р.ос.}i} = \sum_{i=1}^3 (25,0 + 33,7 + 34,5) = 93,2 \text{ кВт};$$

$$Q_{\text{ос}} = \sum_{i=1}^n Q_{\text{ос.}i} = \sum_{i=1}^5 (43,2 + 58,4 + 59,8) = 161,5 \text{ кВт}$$

$P_{\text{ос.}i}, Q_{\text{ос.}i}$  – активна та реактивна складові освітлювального навантаження  $i$ -го виробничого підрозділу;

$Q_{\text{ку}0,4}$  – потужність конденсаторних установок 0,4 кВ, що підключені в мережі 0,4 кВ трансформаторної підстанції №1 (див. р. 4);

$\Delta P_{\text{ТП-1}}, \Delta Q_{\text{ТП-1}}$  – втрати потужності, відповідно, активної та реактивної в трансформаторах ТП-1:

$$\Delta P_{\text{ТП-1}} = n(\Delta p_{\text{н.х}} + \Delta p_{\text{к.з}} \cdot k_3^2) = 2(0,54 + 4,6 \cdot 0,7^2) = 5,6 \text{ кВт};$$

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



Таблиця 1.3. Розрахунок силових електричних навантажень у мережі 10 кВ локомотивного депо

№ п/п	Назва вузлів навантаження та груп електроприймачів	К-сть ел. споживачів	Встановлена потужність, кВт		m	K <sub>B</sub>	cosφ	tgφ	Середнє навантаження за зміну		K <sub>M</sub>	Розрахункова потужність		
			одного	сумарна					P <sub>ср</sub> , кВт	Q <sub>ср</sub> , квар		P <sub>р</sub> , кВт	Q <sub>р</sub> , квар	S <sub>р</sub> , кВА
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	13	14	15	16
	<b>ТП-1 (2x630 кВА)</b>													
1	Цех КМБ													
	силове	92	2,1 - 32,0	980	15	0,27	0,60	1,35	269,2	363,0	1,16	311,8	363,0	478,5
	освітлювальне								26,2	45,4		25,0	43,2	
	Всього								295,4	408,4		336,7	406,2	527,7
2	Цех ТО-2													
	силове	32	1,2 - 22,0	260,4	18	0,37	0,71	0,99	96,8	95,6	1,26	121,5	95,6	154,6
	освітлювальне								35,4	61,4		33,7	58,4	
	Всього								132,2	156,9		155,2	154,0	218,6
3	Заготівельний цех													
	силове	63	3,5 - 160,0	717,5	46	0,31	0,67	1,11	223,8	248,9	1,65	370,4	273,8	460,6
	освітлювальне								36,3	62,9		34,5	59,8	
	Всього								260,1	311,8		405,0	333,7	524,7
	Всього по ТП-1													
	силове	187	1,2 - 160,0	1958,2	133	0,30	0,64	1,20	589,8	707,5	1,32	777,3	707,5	1051,1
	освітлювальне								97,9	169,6		93,2	161,5	
	батареї конденсаторів 0,4 кВ												-700,0	
	всього											870,5	169,0	886,8
	втраги у трансформаторах											5,6	46,9	
	Всього на шинах 10 кВ ТП-1											876,2	215,9	902,4
	<b>ТП-2 (2x630 кВА)</b>													
4	Гараж													
	силове	33	1,7 - 15	298,7	9	0,35	0,49	1,78	103,1	183,5	1,21	125,1	183,5	222,1
	освітлювальне								10,6	18,4		10,1	17,5	
	Всього								113,8	201,9		135,3	201,0	242,3

продовження табл. 1.3.

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16
5	Компресорна станція														
	силове	20	5,5 - 160,0	808,5	29	0,70	0,80	0,75	564,6	423,4	10	1,16	656,1	465,8	804,6
	освітлювальне								10,1	17,5			9,6	16,6	
	Всього								574,7	440,9			665,7	482,4	
	Всього по ТП-1646														
	силове	53	1,7 - 160,0	1107,2	94	0,60	0,74	0,91	667,7	606,9	14	1,19	791,4	606,9	997,3
	освітлювальне								20,7	35,9			19,7	34,2	
	батареї конденсаторів 0,4 кВ													-334,0	
	всього												811,1	307,1	867,3
	врати у трансформаторах												5,4	45,4	
	Всього на шинах 10 кВ ТП-2												816,6	352,5	889,4
	<b>ТП-3 (2x630 кВА)</b>														
7	Плотницький цех														
	силове	34	2,3 - 10,0	226,3	4	0,24	0,64	1,21	53,9	65,3	34	1,29	69,8	65,3	95,6
	освітлювальне								13,4	23,3			12,8	22,2	
	Всього								67,4	88,6			82,6	87,5	120,3
9	Хімлабораторія														
	силове	32	0,5 - 10,0	105,5	20	0,40	0,78	0,81	41,9	33,7	21	1,26	52,9	33,7	62,7
	освітлювальне								7,1	3,5			7,3	3,5	
	Всього								49,0	37,2			60,1	37,3	70,7
10	Медпункт														
	силове	6	2,2 - 4,0	18,9	2	0,54	0,98	0,21	10,3	2,1	6	1,42	14,6	2,4	14,8
	освітлювальне								3,9	1,9			3,9	1,9	
	Всього								14,1	4,0			18,5	4,3	19,0

продовження табл. 1.3.

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16
11	Цех ГО-3, ТР-1														
	силове	54	1,2 - 160,0	592,7	133	0,45	0,52	1,63	268,8	437,8	7	1,50	404,3	481,6	628,8
	освітлювальне								24,0	41,6			22,9	39,6	
	Всього								292,8	479,4			427,2	521,2	
13	Склад сухого піску														
	силове	14	4,0 - 15,0	103,0	4	0,65	0,77	0,83	66,5	55,3	14	1,16	77,0	55,3	94,8
	освітлювальне								2,1	3,6			1,4	2,4	
	Всього								68,6	58,9			78,4	57,8	97,4
14	Мийка локомотивів														
	силове	8	2,2 - 5,5	31,2	3	0,67	0,80	0,75	20,8	15,6	8	1,22	25,3	17,2	30,6
	освітлювальне								1,2	2,2			1,1	1,9	
	Всього								22,1	17,8			26,5	19,1	32,6
	Всього по ТП - 355														
	силове	148	0,5 - 160,0	1077,6	320	0,43	0,60	1,32	462,1	609,9	13	1,35	621,7	609,9	870,9
	освітлювальне								51,8	76,0			49,4	71,6	
	батареї конденсаторів 0,4 кВ													-125,0	
	всього												671,1	556,5	871,8
	врати у трансформаторах												5,5	45,8	
	Всього на шинах 6 кВ ТП-3												676,6	602,3	905,8
	<b>ТП-4(2х630 кВА)</b>														
6	Електротехнічний цех														
	силове	35	0,5 - 15,0	173,0	30	0,55	0,85	0,62	94,4	58,5	23	1,15	109,1	58,5	123,8
	освітлювальне								12,1	21,0			11,5	19,9	23,0
	Всього								106,5	79,5			120,6	78,5	143,9

продовження табл. 1.3.

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16
8	Цех ремонту силове освітлювальне Всього	103	0,6 - 68,0	1516,7	113	0,36	0,74	0,91	551,7 30,2 581,9	502,5 52,4 554,9	45	1,16	637,8 32,2 670,0	502,5 55,7 558,2	812,0 64,4 872,1
12	Відділення КВП силове освітлювальне Всього	26	0,5 - 5,5	51,0	11	0,56	0,83	0,67	28,6 11,7 40,3	19,2 20,2 39,4	19	1,17	33,5 11,1 44,6	19,2 19,2 38,5	38,6 58,9
15	Побутові приміщення силове освітлювальне Всього	9	1,5 - 5,5	24,5	4	0,61	0,82	0,70	14,9 5,8 20,7	10,5 2,8 13,3	9	1,25	18,6 5,9 24,5	11,5 2,8 14,4	21,9 28,4
	Освітлення території								34,5	59,8			38,6	66,9	
	Всього по ТП - 4030														
	силове	173	3,1 - 68,0	1765,2	22	0,39	0,76	0,86	689,6	590,7	52	1,13	777,9	590,7	976,8
	освітлювальне								94,3	156,1			99,3	164,7	
	батареї конденсаторів 0,4 кВ													-700,0	
	всього												877,2	55,4	879,0
	втрати у трансформаторах												5,6	46,3	
	Всього на шинах 6 кВ ТП-4												882,8	101,8	888,6
	<b>ТП-5 (2x630 кВА)</b>														
16	Склад ПММ														
	силове	10	2,2 - 40,0	157,0	18	0,70	0,80	0,75	109,9	82,4	8	1,19	130,6	90,7	159,0
	освітлювальне								3,0	5,1			2,0	3,4	
	Всього								112,9	87,6			132,6	94,1	162,6

продовження табл. 1.3.

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16
17	Склад піску														
	силове	4	22,0 - 22,0	88,0	1	0,65	0,80	0,75	57,2	42,9	4	1,38	78,7	47,2	91,7
	освітлювальне								3,0	5,2			2,0	3,5	
	Всього								60,2	48,1			80,7	50,7	95,3
18	Адмінбудинок														
	силове	55	1,5 - 41,0	349,3	27	0,67	0,97	0,23	234,2	54,3	17	1,12	263,4	54,3	268,9
	освітлювальне								72,5	35,1			73,9	35,8	82,1
	Всього								306,6	89,4			337,3	90,1	349,1
19	Насосна станція														
	силове	23	2,2 - 40,0	437,4	18	0,79	0,80	0,75	346,1	259,7	22	1,06	366,2	259,7	448,9
	освітлювальне								7,3	12,6			6,9	12,0	13,9
	Всього								353,4	272,3			373,1	271,7	461,5
	Всього по ТП - 5														
	силове	92	1,5 - 41,0	1031,7	27	0,72	0,86	0,59	747,4	439,3	50	1,05	781,1	439,3	896,1
	освітлювальне								85,7	58,0			84,9	54,7	
	батареї конденсаторів 0,4 кВ													-334,0	
	всього												865,9	160,1	880,6
	втрати у трансформаторах												5,6	46,4	
	Всього на шинах 6 кВ ТП-5												871,5	206,5	895,6
	<b>Всього по локомотивному депо</b>														
	силове	653	0,5 - 160,0	6939,9	320	0,45	0,73	0,94	3156,5	2954,4	87	1,07	3377,0	2954,4	4487,0
	освітлювальне								350,4	495,6			346,5	486,6	
	батареї конденсаторів 0,4 кВ													-2193,0	
	Всього								3506,9	3450,0			3723,5	1248,1	3927,1
	втрати у трансформаторах												27,7	230,9	
	батареї конденсаторів 10 кВ													-900,0	
	Всього по депо на шинах 10 кВ												3751,2	579,0	3795,6

## 1.4 Побудова графіків електричних навантажень підприємства

Для аналізу режимів електроспоживання локомотивного депо та виконання подальших розрахунків виконано розрахунок добових графіки електричних навантажень. Ці графіки відображають зміну активної  $P(t)$ , реактивної  $Q(t)$  та повної  $S(t)$  потужностей впродовж доби. За основу для побудови було прийнято типові добові графіки електронавантажень, рекомендовані для підприємств, що спеціалізуються на ремонті рухомого складу, зокрема локомотивів. Ці графіки зазвичай представлені у відносних одиницях – у вигляді ординат  $n_i$ , що виражені у відсотках від максимального навантаження, для кожного інтервалу часу (ступеня) доби. Перехід від відносних значень типового графіка до абсолютних значень потужності виконано з використанням розрахункових максимальних навантажень  $P_{\max}$ ,  $Q_{\max}$ , що були визначені в р. 1.3.

Абсолютне значення активної та реактивної потужності для кожного  $i$ -го ступеня графіка  $P_i$ ,  $Q_i$  визначається за формулами:

$$P_i = \frac{n_{p,i,\%}}{100\%} P_{\max} ; \quad Q_i = \frac{n_{q,i,\%}}{100\%} Q_{\max} .$$

Для визначення максимальних навантажень у літній період використовуються сезонні коефіцієнти  $k_{с,P}$ ,  $k_{с,Q}$ , що враховують типове зниження електроспоживання порівняно із зимовим періодом. Приймавши значення сезонних коефіцієнтів  $k_{с,P} = k_{с,Q} = 0,85$ , розраховуємо максимальні навантаження для робочої літньої доби на основі раніше визначених зимових максимумів:

$$P_{\max,л} = k_{п,p} \cdot P_{\max,з} = 0,85 \cdot 3751,2 = 3188,5 \text{ кВт};$$

$$Q_{\max,л} = k_{п,q} \cdot Q_{\max,з} = 0,85 \cdot 579,0 = 492,2 \text{ квар.}$$

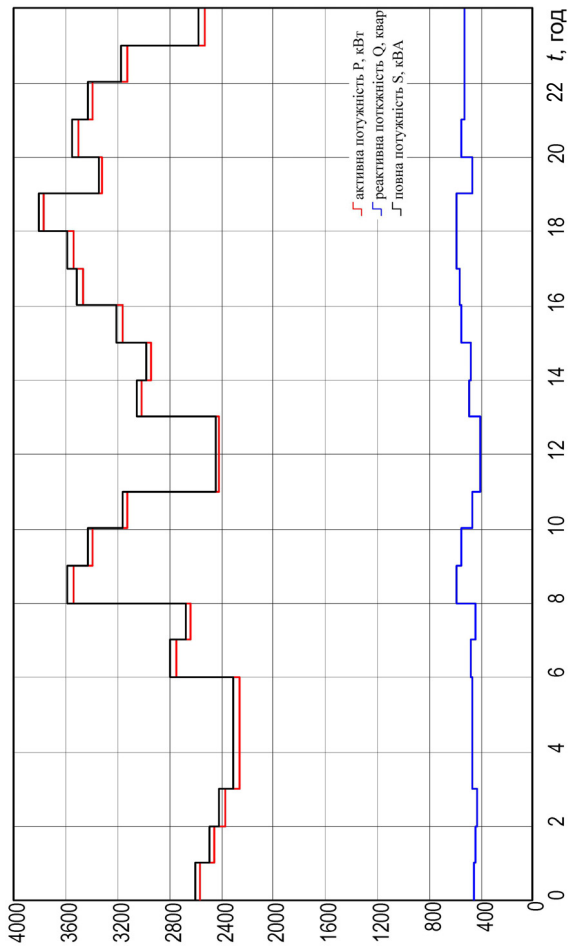
Графіки повного навантаження розраховуються за виразом

$$S_i = \sqrt{P_i^2 + Q_i^2} , \text{ кВ} \cdot \text{А.}$$

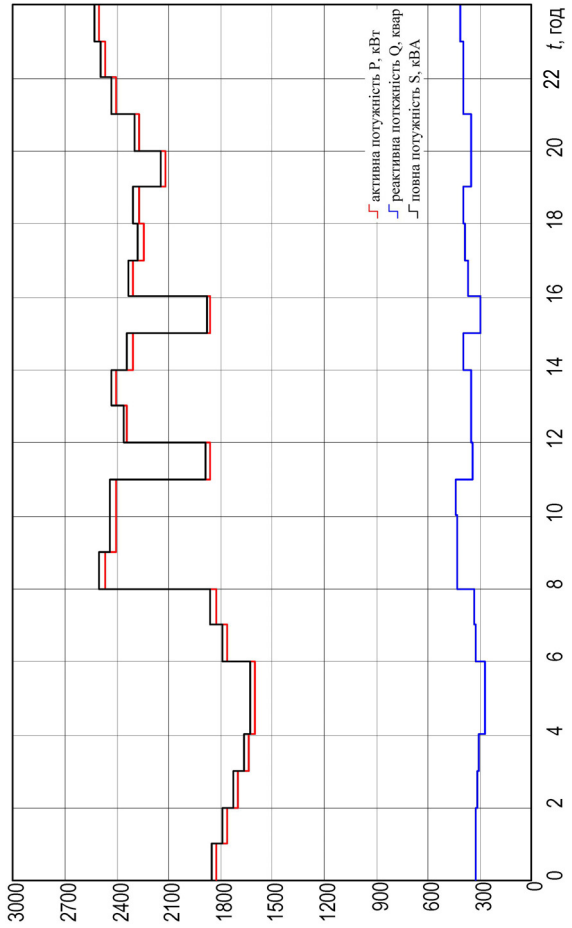
Детальні розрахунки добових графіків електричних навантажень виконані у вигляді табл. А1-А4, а їх графічне зображення представлено на рис. 1.1.

На основі добових, були побудовані річні графіки активної  $P(t)$ , реактивної  $Q(t)$  та повної  $S(t)$  потужностей за тривалістю. Вихідні дані та результати розрахунку річного графіку представлені в табл. А.5, а їх графічне зображення подано на рис. 1.2.

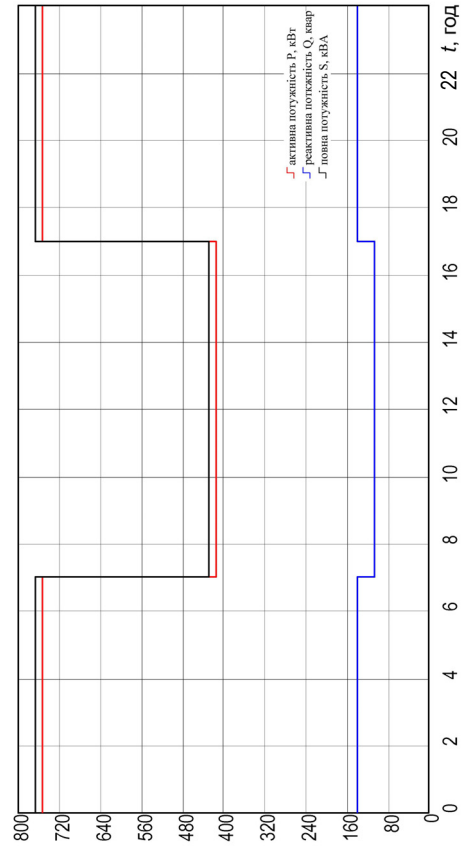
						Арк.
Зм.	Арк.	№ докум.	Підпис.	Дата		22



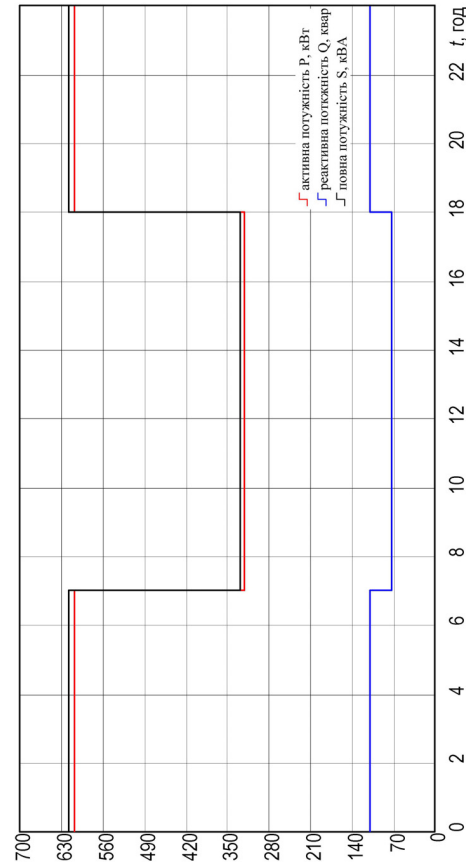
а)



б)



в)



г)

Рисунок 1.1 – Добові графіки активної, реактивної та повної потужності локомотивного депо:

а) робоча зимова доба; б) вихідна зимова доба; в) робоча літня доба; г) вихідна літня доба

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

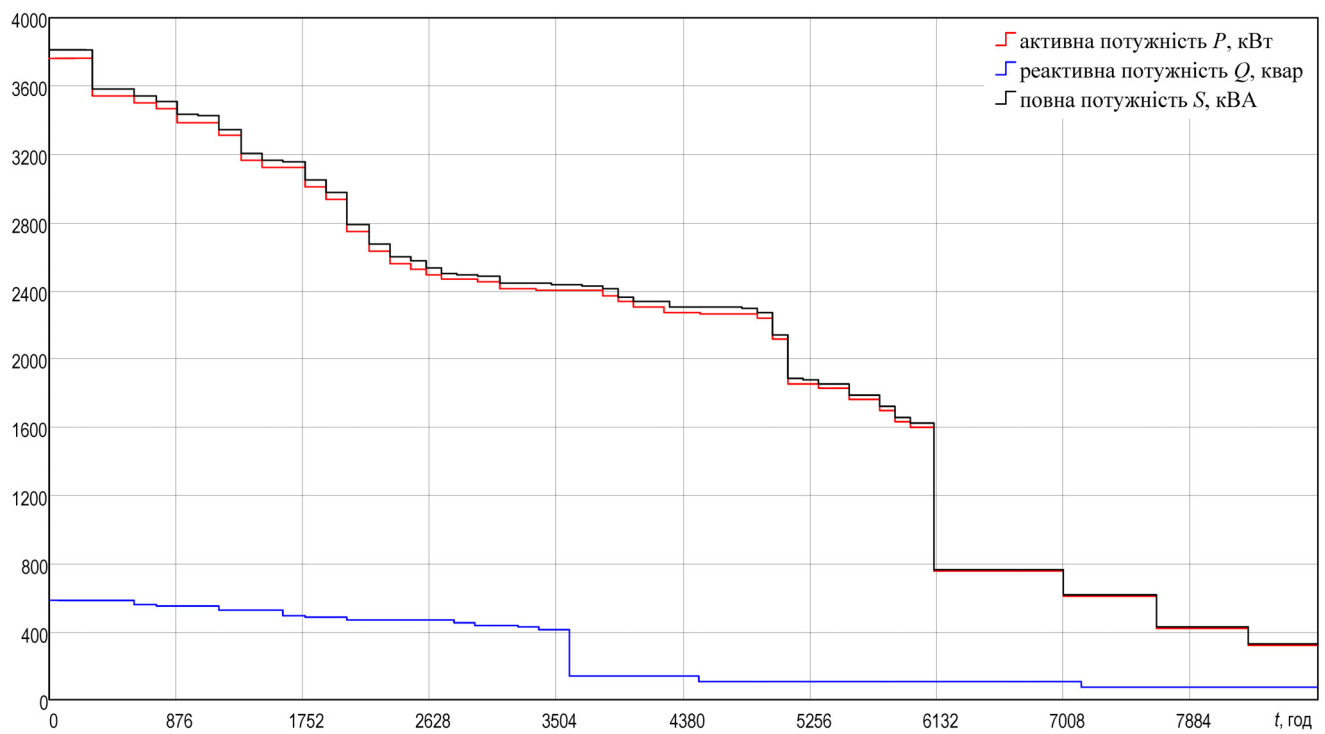


Рисунок 1.2 – Річні графіки електронавантажень за тривалістю

Побудовані добові графіки навантажень  $P(t)$ ,  $Q(t)$  і  $S(t)$  для характерних діб (зима/літо, робочі/вихідні) є основою для визначення інтегральних показників електроспоживання та режиму роботи підприємства за рік. До основних річних показників, що розраховуються на основі цих графіків та річного фонду часу, належать:

- річне споживання активної електроенергії:

$$W_p = \sum_{i=1}^n [147 \cdot P_{з.р_i} + 65 \cdot P_{з.в_i} + 105 \cdot P_{л.р_i} + 48 \cdot P_{л.в_i}] = 17090,4 \text{ МВт} \cdot \text{год};$$

- річне споживання реактивної електроенергії

$$V_p = \sum_{i=1}^n [147 \cdot Q_{з.р_i} + 65 \cdot Q_{з.в_i} + 105 \cdot Q_{л.р_i} + 48 \cdot Q_{л.в_i}] = 2934,5 \text{ Мвар} \cdot \text{год};$$

- число годин використання максимуму активного навантаження

$$T_{\max} = \frac{\sqrt{W_p^2 + V_p^2}}{S_p} = \frac{\sqrt{17090,4^2 + 2934,5^2}}{3808,9} = 4552,6 \text{ год},$$

- ефективне число годин максимальних втрат потужності

$$\tau = \left[ 0,124 + \frac{T_m}{10000} \right]^2 \cdot 8760 = \left[ 0,124 + \frac{4552,6}{10000} \right]^2 \cdot 8760 = 2939,4 \text{ год}.$$

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



### 3 ТЕХНІКО-ЕКОНОМІЧНЕ ОБҐРУНТУВАННЯ СХЕМ ЗОВНІШНЬОГО ТА ВНУТРІШНЬОГО ЕЛЕКТРОПОСТАЧАННЯ ЛОКОМОТИВНОГО ДЕПО

#### 3.1 Схема приєднання та вибір напруги живлення

Схема приєднання та її напруга обираються на основі техніко-економічного порівняння доцільних варіантів з урахуванням перспективи розвитку. При цьому проектування має забезпечити, щоб реалізація першої черги не вимагала надмірних капіталовкладень у подальшому. Рівні напруги для підключення промислових підприємств залежать від наявних мереж енергосистеми в районі розташування об'єкта та величини його електричного навантаження.

У процесі вибору враховуються:

- наявність високовольтних електроприймачів з  $U_{ном} = 6$  кВ;
- віддаленість від можливих джерел живлення;
- особливості розміщення електроспоживачів на території підприємства;
- вимоги до надійності електропостачання;
- прогнозоване збільшення енергоспоживання.

Таким чином, вибір напруги схеми приєднання полягає у визначенні такого стандартного значення, що задовольняє всім технічним вимогам і є найбільш економічно доцільним.

Локомотивне депо належить до об'єктів середньої потужності, оскільки його встановлене навантаження становить 5,4 МВт. Відстань до джерела живлення (з рівнями напругами 35/10 кВ) становить 1,2 км. Споживачі II категорії складають 75% від загальної кількості. Для таких підприємств зазвичай застосовують схеми електропостачання з одним приймальним пунктом електроенергії – центральною розподільною установкою 10 кВ.

Враховуючи ці фактори, схема приєднання локомотивного депо реалізується кабельними лініями довжиною 1,2 км номінальною напругою 10 кВ від ПС енергосистеми. Кабельні лінії проектуються з урахуванням можливої відмови однієї з них, гарантуючи при цьому передачу всієї споживаної потужності локомотивним депо. Для приймання та розподілу електроенергії будується ЦРУ 10 кВ, оскільки передача потужності на таку коротку відстань при рівні напруги більш вищого класу економічно недоцільна.

						Арк.
Зм.	Арк.	№ докум.	Підпис.	Дата		26

### 3.2 Вибір напруги схеми внутрішнього електропостачання

Вибір оптимальної конфігурації електричної мережі суттєво впливає на ефективність системи внутрішнього електропостачання промислового підприємства. Внутрішні мережі можуть реалізовуватися за радіальною, магістральною або змішаною схемами.

Радіальні схеми розподілу електроенергії характеризуються тим, що електроенергія від джерела живлення (наприклад, трансформаторної підстанції або розподільного пристрою) передається окремими лініями безпосередньо до кожного електроприймача або групового розподільного пункту. Переважно застосовуються радіальні схеми з одним або двома ступенями трансформації напруги. Одноступеневі радіальні схеми доцільні для підприємств малої та середньої потужності з територіально зосередженими навантаженнями. Важливою перевагою радіальних схем є можливість глибокого секціонування системи, що підвищує її надійність та спрощує експлуатацію й ремонт.

Магістральні схеми застосовують для живлення групи електроприймачів, що розташовані послідовно вздовж траси магістралі. Основна перевага таких схем полягає у зменшенні довжини мережі та кількості комутаційної апаратури порівняно з радіальними схемами за тих самих умов. Кількість електроприймачів (наприклад, цехових трансформаторів), що приєднуються до однієї магістралі, обмежується їх сумарною потужністю, допустимим падінням напруги та вимогами до надійності електропостачання. Найбільш широкого розповсюдження отримали одинарні та подвійні магістральні схеми. Недоліком одинарних (нерезервованих) магістральних схем є нижча надійність порівняно з радіальними, тому вони використовуються переважно для живлення електроприймачів III-ї категорії надійності. Схеми з двома магістралями (особливо зі взаємним резервуванням) забезпечують високу надійність і можуть застосовуватися для живлення електроприймачів будь-якої категорії.

Отже, до розгляду приймаємо такі варіанти конфігурації системи внутрішнього електропостачання локомотивного депо:

Варіант 1: На території депо споруджується ЦРУ 10 кВ. Розподіл електроенергії до цехових ПС виконується за радіальною схемою. Живлення силових трансформаторів цехових ПС здійснюється по кабельними лініями із глухим приєднанням до цехових трансформаторів (рис. Г.1);

									Арк.
									27
Зм.	Арк.	№ докум.	Підпис.	Дата					

Варіант 2: На території депо споруджується ЦРУ 10 кВ. Внутрішня мережа виконується за змішаною схемою з переважанням магістральних ділянок. Цехові трансформатори приєднуються до магістральних кабельних ліній вимикача навантаження із запобіжниками (рис. Г.2).

Вибір оптимального варіанту здійснюється на основі техніко-економічного порівняння шляхом розрахунку та аналізу приведених витрат для кожного з намічених варіантів.

#### Вибір кабельних ліній розподільної мережі 10 кВ

Розглянемо детально вибір кабелів ліній КЛ-10, КЛ-11 для варіанту №2.

Розрахункові струми складуть у КЛ-3 (ТП-4):

- нормальний режим

$$I_p = \frac{S_{p.тп4}}{n\sqrt{3}U_{ном}} = \frac{888,6}{2 \cdot \sqrt{3} \cdot 10,5} = 24,5 \text{ А};$$

- аварійний режим роботи розподільної мережі 10 кВ

$$I_{p.макс} = \frac{S_{p.тп4}}{\sqrt{3}U_{ном}} = \frac{888,6}{\sqrt{3} \cdot 10,5} = 49,0 \text{ А}.$$

Попередньо приймаємо до розгляду кабель марки ААБ2л-(3х50). Тривало допустиме струмове навантаження якого  $I_d = 132 \text{ А}$  (кабель прокладається у кабельному каналі).

Значення допустимого струму в кабельній лінії з урахуванням його зниження в нормальному режимі при прокладанні кількох ліній в одній траншеї:

$$I_d = k_{к.к} \cdot I_d = 1,0 \cdot 132 = 132 \text{ А},$$

де  $k_{к.к}$  – коригувальний коефіцієнт зниження допустимого навантаження, для кабелів прокладених у кабельному каналі дорівнює 1,0.

Струм допустимого перевантаження кабелю впродовж ліквідації аварії

$$I_{ав.д} = k_{д.а.п} \cdot I_d' = 1,25 \cdot 132,0 = 165 \text{ А},$$

де  $k_{д.а.п}$  – коефіцієнт допустимого аварійного перевантаження кабелю(6 год [1]), при умові, що завантаження КЛ у нормальному режимі було менше 0,6:

$$k_3 = I_p / I_d' = 24,5 / 132 = 0,19 < 0,6.$$

Отже, попередньо вибраний кабель ААБ2л-(3х50) задовольняє всім пред'явленим умовам, тому приймаємо його до подальшого розгляду.

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





Таблиця 3.3. Розрахунок поточних витрат за варіантами

№ вар.	Найменування елемента схеми	Норми, %		Витрати, тис. грн.			
		$H_a$	$H_e$	$K$	$A$	$E$	$C$
I	Шафи КРУ з вимикачами 10 кВ	10,0	5,0	1350,0	135,0	67,5	202,5
	Кабельна лінія ААБ2Л-(3х50)	5,0	5,0	178,5	8,9	8,9	17,9
	Всього						220,4
II	Шафи КРУ з вимикачами 10 кВ	10,0	5,0	810,0	81,0	40,5	121,5
	Вимикач навантаження 10 кВ із запобіжником	10,0	5,0	198,0	19,8	9,9	29,7
	Кабельна лінія ААБ2Л-(3х50)	5,0	5,0	96,1	4,8	4,8	9,6
	Всього						160,8

## Річна вартість втрат електроенергії

Вартість втрат електроенергії в КЛ-3, 4 (варіант №1) за діючим тарифом на електроенергію, тис. грн.:

$$B_{1.1} = c_0 \cdot \Delta E_{н.кл} = 10,2279 \cdot 1346,0 \cdot 10^{-3} = 13,766 \text{ тис. грн.}$$

де  $c_0$  – вартість електроенергії для промислового споживача 2 класу напруги, грн.;

$\Delta E_{н}$  – навантажувальні втрати енергії в КЛ-3, 4

$$\Delta E_{н.кл} = \Delta P_{н.кл} \cdot \tau = 0,4579 \cdot 2939,4 = 1346,0 \text{ кВт}\cdot\text{год};$$

$\Delta P_{н}$  – навантажувальні втрати потужності в КЛ-3, 4, кВт:

$$\Delta P_{н.кл} = \Delta p_{кл} \cdot l \cdot k_3^2 = 44 \cdot 0,22 \cdot 0,22^2 = 0,4679 \text{ кВт},$$

$\Delta p_{кл}$  – питомі втрати активної потужності у кабелі перерізом 3х50 мм<sup>2</sup> напругою 10 кВ при  $k_3 = 1$ , кВт/км;

$l$  – сумарна довжина кабельної лінії, км;

Для інших кабельних ліній розрахунок річної вартості втрат електроенергії, аналогічний представлено у вигляді табл. 3.4.

Таблиця 3.4. Розрахунок вартості втрат електроенергії в КЛ 10 кВ

№ вар.	Назва ЕП	Номер КЛ	Марка кабелю	$\Delta p$ , кВт/км	$k_3$	$l_{\Sigma}$ , км	$\Delta P$ , кВт	$\Delta E$ , кВт\cdotгод	$B$ , грн.
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
I	Кабельна лінія	3, 4	ААБ2Л-(3х50)	44	0,21	0,140	0,3	810,2	13766,4
		5, 6	ААБ2Л-(3х50)	44	0,21	0,220	0,4	1234,1	9017,5
		7, 8	ААБ2Л-(3х50)	44	0,24	0,060	0,2	453,4	2831,6
		9, 10	ААБ2Л-(3х50)	44	0,23	0,160	0,4	1128,1	7267,4
		11, 12	ААБ2Л-(3х50)	44	0,19	0,470	0,8	2233,9	21042,7

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

продовження табл. 3.4.

Всього						1,050		5859,7	53925,6
II	Кабельна лінія	4, 5	ААБ2Л-(3x50)	44	0,36	0,140	0,8	2332,3	25991,9
		6, 7	ААБ2Л-(3x50)	44	0,19	0,080	0,1	374,1	4173,2
		8, 9	ААБ2Л-(3x50)	44	0,44	0,060	0,5	1490,0	9506,7
		10, 11	ААБ2Л-(3x50)	44	0,23	0,050	0,1	352,5	2271,1
		12, 13	ААБ2Л-(3x50)	44	0,19	0,235	0,4	1116,9	10842,6
Всього					0,565		5665,9	52785,6	

### Збитки від недоданої електроенергії

Варіант №1. Збитки від недоданої електроенергії внаслідок аварій:

$$Z_1 = z_0 \cdot P_{\text{ср}} \cdot T_a = 124 \cdot 1956,4 \cdot 2,48 \cdot 10^{-3} = 0,602 \text{ тис. грн.},$$

де  $z_0$  – питомий збиток від недопостачання електроенергії, грн./кВт·год;

$P_{\text{ср}}$  – середньорічне активне навантаження локомотивного депо:

$$P_{\text{ср}} = P_p \cdot T_M / 8760 = 3764,5 \cdot 4552,6 / 8760 = 1956,4 \text{ кВт};$$

$T_a$  – середньорічний час аварійного простою:

$$T_a = K_a^{(2)} \cdot 8760 = 2,82 \cdot 10^{-7} \cdot 8760 = 2,48 \cdot 10^{-3} \text{ год};$$

$K_a^{(2)}$  – коефіцієнт аварійного простою двох ланок:

$$K_a^{(2)} = K_a^2 + 2 \cdot K_{\text{ап}} = (2,88 \cdot 10^{-6})^2 + 2 \cdot 1,41 \cdot 10^{-7} = 2,82 \cdot 10^{-7};$$

$K_{\text{ап}}$  – коефіцієнт аварійного простою, коли одна ланка вимкнена і в той же час друга вимикається із-за пошкодження:

$$K_{\text{ап}} = 0,5 \cdot \lambda_a \cdot K_{\text{п}}^2 = 0,5 \cdot 0,016 \cdot (4,2 \cdot 10^{-3})^2 = 1,41 \cdot 10^{-7};$$

$\lambda_a$  – параметр потоку відмов однієї ланки:

$$\lambda_a = \sum \lambda_{a,i} = 0,007 + 0,009 = 0,016 \text{ 1/рік};$$

$\lambda_{a,i}$  – параметр потоку відмов однієї ланки, 1/рік;

$K_{\text{п}}$  – коефіцієнт планового простою однієї ланки:

$$K_{\text{п}} = 1,2 \cdot K_{\text{п,макс}} = 1,2 \cdot 3,5 \cdot 10^{-3} = 4,2 \cdot 10^{-3};$$

$K_a$  – коефіцієнт аварійного простою однієї ланки:

$$K_a = \lambda_a \cdot T_B = 0,016 \cdot 1,8 \cdot 10^{-4} = 2,88 \cdot 10^{-6};$$

$T_B$  – середній час відновлення однієї ланки

$$T_B = \frac{\sum \lambda_{a,i} \cdot T_{B,i}}{\lambda_a} = \frac{(0,007 \cdot 0,4 + 0,009 \cdot 0,008) \cdot 10^{-3}}{0,016} = 1,8 \cdot 10^{-4} \text{ год/рік.}$$

									Арк.
									32
Зм.	Арк.	№ докум.	Підпис.	Дата					

Варіант №2. Збитки від недоданої електроенергії внаслідок аварій:

$$Z_2 = y_0 \cdot P_{cp} \cdot T_a = 124 \cdot 1956,4 \cdot 1,4 \cdot 10^{-2} = 3,40 \text{ тис. грн.}$$

$T_a$  – середньорічний час аварійного простою

$$T_a = K_a^{(2)} \cdot 8760 = 1,6 \cdot 10^{-6} \cdot 8760 = 1,4 \cdot 10^{-2} \text{ год};$$

$K_a^{(2)}$  – коефіцієнт аварійного простою двох ланок

$$K_a^{(2)} = K_a^2 + 2 \cdot K_{ап} = (2,02 \cdot 10^{-5})^2 + 2 \cdot 8,11 \cdot 10^{-7} = 1,6 \cdot 10^{-6};$$

$K_{ап}$  – коефіцієнт аварійного простою

$$K_{ап} = 0,5 \lambda_a \cdot K_{п}^2 = 0,5 \cdot 0,092 \cdot (4,2 \cdot 10^{-3})^2 = 8,11 \cdot 10^{-7};$$

$\lambda_a$  – параметр потоку відмов однієї ланки:

$$\lambda_a = \sum \lambda_{a,i} = 0,007 + 0,006 + 0,01 + 0,003 + 0,006 + 0,05 + 0,01 = 0,092 \text{ 1/рік};$$

$K_{п}$  – коефіцієнт планового простою однієї ланки

$$K_{п} = 1,2 K_{п,мак} = 1,2 \cdot 3,5 \cdot 10^{-3} = 4,2 \cdot 10^{-3};$$

$K_a$  – коефіцієнт аварійного простою однієї ланки:

$$K_a = \lambda_a \cdot T_b = 0,092 \cdot 2,2 \cdot 10^{-4} = 2,02 \cdot 10^{-5};$$

$T_b$  – середній час відновлення однієї ланки схеми

$$T_b = \frac{\sum \lambda_{a,i} \cdot T_{b,i}}{\lambda_a} = \frac{(0,007 \cdot 0,4 + 0,006 \cdot 0,005 + 0,01 \cdot 0,25 + 0,003 \cdot 0,003)}{0,092} \times \\ \times \frac{(0,006 \cdot 0,4 + 0,05 \cdot 0,2 + 0,01 \cdot 0,25) \cdot 10^{-3}}{0,092} = 2,2 \cdot 10^{-4} \text{ год/рік.}$$

Результати техніко-економічного обґрунтування варіантів схеми внутрішнього електропостачання зведені у табл. 3.5.

Таблиця 3.5. Результати техніко-економічного обґрунтування схеми

Показники	Од. вим.	Варіант	
		1	2
Сумарні капітальні витрати	тис. грн.	3108,25	2078,13
Поточні витрати	тис. грн.	505,63	353,19
Вартість втрат електроенергії	тис. грн.	53,93	52,79
Збитки від недоданої електроенергії	тис. грн.	0,60	3,40
Приведені витрати	тис. грн.	933,14	658,75

Проводимо порівняння приведених витрат за варіантами:

$$P_{в1} = 933,14 > P_{в2} = 658,75 \text{ тис. грн.};$$

отже, приймаємо схему електропостачання локомотивного депо за варіантом №2.

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

## 4 КОМПЕНСАЦІЯ РЕАКТИВНОЇ ПОТУЖНОСТІ

### 4.1 Розрахунок балансу реактивної потужності та вибір пристроїв для її компенсації

Споживана активна та реактивна потужність у мережі до 1000 В:

$$P_{\text{нав.нн}} = \sum P_{\text{тп.і}} = 870,5 + 811,0 + 671,0 + 877,2 + 865,9 = 4095,8 \text{ кВт};$$

$$Q_{\text{нав.нн}} = \sum Q_{\text{тп.і}} = 869,0 + 641,1 + 681,0 + 755,4 + 494,1 = 3441,1 \text{ квар.}$$

де  $P_{\text{тп.і}}$ ,  $Q_{\text{тп.і}}$  – активне та реактивне навантаження на шинах 0,4 кВ  $i$ -ї цехової ПС;

Сумарна споживана потужність на шинах 10 кВ локомотивного депо:

- активна:

$$P_{\text{р}} = P_{\text{нав.нн}} + \Delta P_{\text{тр}\Sigma} = 4095,8 + 25,0 = 4120,9 \text{ кВт};$$

де  $\Delta P_{\text{тр}\Sigma}$  – сумарні втрати активної потужності в трансформаторах цехових ПС:

$$P_{\text{тр}\Sigma} = \sum \Delta P_{\text{т.і}} = 5,5 + 4,9 + 3,7 + 5,5 + 5,4 = 25,0 \text{ кВт};$$

$\Delta P_{\text{т.і}}$  – сумарні втрати активної потужності в трансформаторах  $i$ -ї цехової ПС;

- реактивна:

$$Q_{\text{р}} = Q_{\text{н}} + \Delta Q_{\text{тр}} = 3441,1 + 210,8 = 3651,8 \text{ квар};$$

$\Delta Q_{\text{тр}}$  – втрати реактивної потужності у цехових трансформаторах

$$Q_{\text{тр}} = \sum \Delta Q_{\text{т.і}} = 45,7 + 41,3 + 32,3 + 46,2 + 45,3 = 210,8 \text{ квар.}$$

$\Delta Q_{\text{т.і}}$  – сумарні втрати реактивної потужності в трансформаторах  $i$ -ї цехової ПС.

Економічно обґрунтований обсяг реактивної потужності, що може бути отримана з енергосистеми:

$$Q_{\text{е}} = P_{\text{р}} \cdot \text{tg}\varphi_{\text{е}} = 4120,9 \cdot 0,15 = 618,1 \text{ квар.}$$

де  $\text{tg}\varphi_{\text{е}}$  – тангенс кута, який характеризує економічно обґрунтований режим споживання реактивної потужності, приймаємо 0,15.

Мінімальна кількість трансформаторів цехових ПС розподільної мережі 10 кВ локомотивного депо:

$$N_0 = P_{\text{нав.нн}} / (k_3 \cdot S_{\text{т.ном}}) = 4095,8 / (0,684 \cdot 630) = 9,5,$$

де  $k_3$  – коефіцієнт завантаження трансформаторів за даними табл. 1.3.

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

Приймаємо до встановлення 10-ть цехових трансформаторів.

Намічаємо до розгляду три варіанти компенсації реактивної потужності на ступнюю кількістю цехових трансформаторів 10, 11 і 12 штук.

Варіант I ( $N_0 = 10$  шт). Обсяг реактивної потужності, що технічно можливо передати з мережі 10 кВ у мережу 0,4 кВ через трансформатори цехових ПС

$$Q_1 = \sqrt{(n \cdot S_{\text{т.ном}} \cdot k_3)^2 - P_{\text{нав.нн}}^2} = \sqrt{(10 \cdot 630 \cdot 0,684)^2 - 4095,8^2} = 1339,1 \text{ квар.}$$

Для компенсації реактивної потужності в розподільній мережі 10 кВ локомотивного депо приймаємо конденсаторні установки (КУ).

Загальна потужність конденсаторних установок, що потрібно встановити в мережі 0,4 кВ локомотивного депо, попередньо

$$Q'_{\text{ку.нн}\Sigma} = Q_{\text{нав.нн}} - Q_1 = 3441,1 - 1339,1 = 2101,9 \text{ квар.}$$

Остаточо, приймаємо до встановлення стандартні конденсаторні установки 0,4 кВ сумарною потужністю  $Q_{\text{ку.нн}\Sigma} = 2193$  квар.

$$\text{Уточнюємо значення } Q_1 = Q_{\text{н}} - Q_{\text{ку.нн}\Sigma} = 3441,1 - 2193 = 1248,1 \text{ квар.}$$

Сумарна потужність конденсаторних установок, які необхідно встановити на стороні 10 кВ, попередньо

$$Q'_{\text{ку.вн}\Sigma} = Q_{\text{р}} - Q_{\text{кн}} - Q_{\text{е}} = 3651,8 - 2168 - 618,1 = 840,7 \text{ квар.}$$

Остаточо, приймаємо до встановлення дві конденсаторні установки марки УКРМ-10-450-У3 ( $Q_{\text{ку.вн}\Sigma} = 900$  квар).

Розрахунок потужності КУ для інших варіантів виконується аналогічно до розглянутого вище. Результати цих розрахунків представлено в табл. 4.1.

Таблиця 4.1 – Варіанти компенсації реактивної потужності

Розрахунковий параметр	Одиниця вимірювання	Номер варіанту		
		1	2	3
$n$	шт.	10	11	12
$Q_1$	квар	1339,1	2035,6	2715,0
$Q_{\text{ку.нн}}$	квар	2101,9	1405,5	726,0
$Q_{\text{ку.нн.ст}}$	квар	2193,0	1550,0	750,0
$Q_1$	квар	1248,1	1891,1	2691,1
$Q_{\text{ку.вн}}$	квар	840,7	1483,7	2283,7
$Q_{\text{ку.вн.ст}}$	квар	900,0	1500,0	2400,0
Всього	квар	3711,1	3668,1	3768,1
Різниця в балансах	квар	-59,3	-16,3	116,3



Варіант №2. Сукупні приведені витрати на компенсацію реактивної потужності в розподільній мережі локомотивного депо:

$$P_{в2} = E \cdot (K_{ку.нн} + K_{ку.вн} + K_{тп}) + (\Delta P_{ку.нн} + \Delta P_{ку.вн} + \Delta P_{тп}) \cdot c_0 \cdot \tau =$$

$$= 0,32(858,89 + 1267,6 + 713) + (7 + 4,5 + 3,8)10,2279 \cdot 2939,4 \cdot 10^{-3} = 1368,8 \text{ тис. грн.}$$

де  $K_{ку.нн}$  – сумарні капіталовкладення в конденсаторні установки НН

$$K_{ку.нн} = \sum n_{бк0,4,i} \cdot K_{бк0,4,i} = 2 \cdot 170527 + 4 \cdot 105413 + 1 \cdot 96186 = 858892 \text{ тис. грн.},$$

$K_{ку.вн}$  – сумарні капіталовкладення в конденсаторні установки ВН

$$K_{ку.вн} = \sum n_{ку.вн,i} \cdot K_{ку.вн,i} + n_{ш} \cdot K_{ш} = 2 \cdot 439 + 2 \cdot 194,8 = 1267,6 \text{ тис. грн.}$$

Сумарні капіталовкладення в комплектні трансформаторні підстанції та додаткове обладнання до них

$$K_{тп} = \sum n_{тп} \cdot K_{тп(1)} + n_{ш} \cdot K_{ш} = 1 \cdot 713 + 0 \cdot 194,8 = 713 \text{ тис. грн.}$$

де  $n_{тп}$ ,  $K_{тп}$  – відповідно, кількість та вартість однострансформаторних ПС;

$\Delta P_{тп}$  – втрати активної потужності при передаванні реактивної енергії через трансформатори цехових ПС:

$$\Delta P_{тп} = Q^2 \cdot R_{ек} / U_{н}^2 = 1891,1^2 \cdot 1,05 \cdot 10^{-4} / 10^2 = 3,8 \text{ кВт},$$

$R_{ек}$  – еквівалентний опір трансформатора цехової ПС

$$R_{ек} = (\Delta p_{кз} \cdot U_{ном}^2) / (n_{тр} \cdot S_{тр.ном}^2) = (4,6 \cdot 10^2) / (11 \cdot 630^2) = 1,05 \cdot 10^{-4} \text{ кОм.}$$

Значення втрат активної потужності в КУ 0,4 та 10 кВ:

$$\Delta P_{ку.нн} = \Delta p_{0,ку.нн} \cdot Q_{ку.нн} = 0,0045 \cdot 1550 = 7 \text{ кВт};$$

$$\Delta P_{ку.вн} = \Delta p_{0,ку.вн} \cdot Q_{ку.вн} = 0,003 \cdot 1500 = 4,5 \text{ кВт.}$$

Варіант №3. Сукупні приведені витрати на компенсацію реактивної потужності в розподільній мережі локомотивного депо:

$$P_{в3} = E \cdot (K_{ку.нн} + K_{ку.вн} + K_{тп}) + (\Delta P_{ку.нн} + \Delta P_{ку.вн} + \Delta P_{тп}) \cdot c_0 \cdot \tau =$$

$$= 0,32(478,7 + 2854,7 + 1426) + (3,4 + 7,2 + 7) \cdot 10,2279 \cdot 2939,4 \cdot 10^{-3} = 2052,1 \text{ тис. грн.}$$

де  $K_{ку.нн}$  – сумарні капіталовкладення в конденсаторні установки НН

$$K_{ку.нн} = \sum N_{ку0,4,i} \cdot K_{ку0,4,i} = 2 \cdot 105413 + 2 \cdot 96186 + 75532 = 478,7 \text{ тис. грн.};$$

$K_{ку.вн}$  – сумарні капіталовкладення в регульовані КУ ВН (200 + 400 + 600 квар)

$$K_{ку.вн} = \sum n_{ку10,i} \cdot K_{ку10,i} = 2 \cdot 1427362 = 2854,7 \text{ тис. грн.}$$

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

Вартість додатково встановлених комплектних трансформаторних підстанцій і додаткового обладнання до них:

$$K_{\text{КТП}} = \Sigma N_{\text{ТП}(1)} \cdot K_{\text{ТП}(1)} = 2 \cdot 713 = 1426 \text{ тис. грн.}$$

де  $\Delta P_{\text{ТП}}$  – втрати активної потужності при передаванні реактивної енергії через трансформатори цехових ПС:

$$\Delta P_{\text{ТП}} = Q^2 \cdot R_{\text{ек}} / U_{\text{НОМ}}^2 = 2691,1^2 \cdot 9,66 \cdot 10^{-5} / 10^2 = 7 \text{ кВт},$$

$R_{\text{ек}}$  – еквівалентний опір трансформаторів

$$R_{\text{ек}} = (\Delta P_{\text{кз}} \cdot U_{\text{НОМ}}^2) / (n_{\text{ТР}} \cdot S_{\text{Т.НОМ}}^2) = (4,6 \cdot 10^2) / (12 \cdot 630^2) = 9,66 \cdot 10^{-5} \text{ кОм.}$$

Значення втрат активної потужності в КУ 0,4 та 10 кВ:

$$\Delta P_{\text{КУ.ВН}} = \Delta p_{0.\text{КУ.ВН}} \cdot Q_{\text{КУ.ВН}} = 0,003 \cdot 2400 = 7,2 \text{ кВт};$$

$$\Delta P_{\text{КУ.НН}} = \Delta p_{0.\text{КУ.НН}} \cdot Q_{\text{КУ.НН}} = 0,0045 \cdot 750 = 3,4 \text{ кВт.}$$

Таким чином, перший варіант компенсації реактивної потужності є найбільш економічно вигідним, оскільки має найменші приведені витрати:

$$П_{\text{В1}} = 1158,1 < П_{\text{В2}} = 1368,8 < П_{\text{В3}} = 2052,1 \text{ тис. грн.}$$

відтак, він (цей варіант) підлягає подальшому розгляду.

Розміщення потужності конденсаторних установок НН виконуємо наступним чином. Визначаємо пропускну здатність трансформаторів цехової підстанції, наприклад, ТП-1 за реактивною потужністю

$$Q_1 = \sqrt{(n \cdot S_{\text{Т.НОМ}} \cdot k_3)^2 - P_{\text{Н}}^2} = \sqrt{(2 \cdot 630 \cdot 0,7)^2 - 869^2} = 141,9 \text{ квар.}$$

Тоді потужність КУ, що підключаються до шин 0,4 кВ ТП-1 складе

$$Q_{\text{КУ.НН}} = Q_{\text{Н}} - Q_1 = 869,0 - 141,9 = 727,1 \text{ квар.}$$

Отже, приймаємо до встановлення на ТП-1 дві КУ марки УКРМ-0,4-350/8-25, сумною потужність  $Q_{\text{КУ.НН.ТП-1}} = 700 \text{ квар.}$

Провівши аналогічні розрахунки для інших ТП, зводимо отримані результати до табл. 4.2.

									Арк.
Зм.	Арк.	№ докум.	Підпис.	Дата					38

Таблиця 4.2. Вибір кількості, потужності та місце встановлення КУ 0,4 кВ у розподільній мережі депо

000№ ТП	$m_{пр}$	$P_p$ , кВт	$Q_p$ , квар	$Q_1$ , квар	$Q_{ку}$ , квар	$N_{БК}$	Тип КУ	$\Sigma Q_{ку}$ , квар	$S_p$ , кВА	$k_{з,д}$
Варіант I										
ТП-1	2	870,5	869,0	141,9	727,1	2	УКРМ-0,4-167/5-33,3	700,0	886,8	0,704
ТП-2	2	811,1	641,1	346,4	294,7	2	УКРМ-0,4-350/8-25	334,0	867,3	0,688
ТП-3	2	671,1	681,5	572,3	109,1	1	УКРМ-0,4-125/5-25	100,0	888,0	0,705
ТП-4	2	877,2	755,4	91,7	663,8	2	УКРМ-0,4-350/8-25	700,0	879,0	0,698
ТП-5	2	865,9	494,1	167,7	326,4	2	УКРМ-0,4-167/5-33,3	334,0	880,6	0,699
Всього	10	4095,8	3441,1	1320,0	2121,1			2168,0		
Варіант II										
ТП-1	3	870,5	869,0	858,8	10,2	-	-	0,0	1230,0	0,651
ТП-2	2	811,1	641,1	346,4	294,7	2	УКРМ-0,4-175/4-25	350,0	861,8	0,684
ТП-3	2	671,1	681,5	572,3	109,1	2	УКРМ-0,4-150/4-25	150,0	856,1	0,679
ТП-4	2	877,2	755,4	91,7	663,8	2	УКРМ-0,4-350/8-25	700,0	879,0	0,698
ТП-5	2	865,9	494,1	167,7	326,4	2	УКРМ-0,4-175/4-25	350,0	877,8	0,697
Всього	11	4095,8	3441,1	2036,9	1404,1			1550		
Варіант III										
ТП-1	3	870,5	869,0	858,8	10,2	-	-	0,0	1230,0	0,651
ТП-2	2	811,1	641,1	346,4	294,7	2	УКРМ-0,4-167/5-33,3	300,0	879,9	0,698
ТП-3	2	671,1	681,5	572,3	109,1	2	УКРМ-0,4-150/4-25	100,0	888,0	0,705
ТП-4	3	877,2	755,4	753,9	1,5	-	-	0,0	1157,7	0,613
ТП-5	2	865,9	494,1	167,7	326,4	1	УКРМ-0,4-100/4-25	334,0	880,6	0,699
Всього	12	4095,8	3441,1	2699,2	741,9			734,0		

## 5 ТРАНСФОРМАТОРНІ ПІДСТАНЦІЇ

### 5.1 Вибір кількості та потужності трансформаторів цехових підстанцій

Для електропостачання виробничих цехів і підрозділів локомотивного депо передбачається встановлення цехових трансформаторних підстанцій. Вибір переважно двотрансформаторних ПС обґрунтовується такими факторами:

- споживачі в цехах належать до II категорії за вимогами до безперебійності електропостачання. Двотрансформаторна схема дозволяє забезпечити резервування живлення при аваріях у розподільній мережі;
- наявність зосереджених силових навантажень у виробничих цехах;
- локомотивне депо працює в чотири зміни;
- відсутність можливості швидкої заміни цехового трансформатора з резервного фонду підприємства у випадку його аварії.

Вибір оптимальної кількості  $n_{\text{опт}}$  та номінальної потужності  $S_{\text{т.ном}}$  трансформаторів для цехових ПС взаємопов'язані завдання. За заданого сумарного розрахункового навантаження цехів  $S_p$ , збільшення номінальної потужності одного трансформатора дозволяє зменшити їх загальну кількість, і навпаки.

На попередньому етапі вибір кількості трансформаторів здійснюється без детальних техніко-економічних розрахунків, орієнтуючись на рекомендовані коефіцієнти завантаження трансформаторів  $k_3$ . Згідно з джерелом [5], для двотрансформаторних ТП, що живлять споживачів II категорії, рекомендований коефіцієнт завантаження кожного трансформатора в нормальному режимі становить  $k_3 = 0,7-0,8$ . Таке завантаження забезпечує можливість живлення відповідальних споживачів від одного трансформатора в післяаварійному режимі (при виході з ладу іншого трансформатора).

На основі розрахункового навантаження та зазначених рекомендацій [3-5], визначено наступну конфігурацію системи електропостачання цехів:

- кількість цехових підстанцій: 5.
- загальна кількість трансформаторів: 9-ть, з яких 4-ри підстанції є двотрансформаторними і одна – однострансформаторна.
- номінальна потужність трансформатора:  $S_{\text{т.ном}} = 630$  кВА.

Для перевірки коректності вибору кількості та номінальної потужності трансформаторів ( $n = 9$  шт.,  $S_{\text{т.ном}} = 630$  кВА) буде застосовано метод питомої густини електричного навантаження. Цей метод дозволяє оцінити оптимальність обраних параметрів, пов'язуючи кількість трансформаторів  $n_{\text{тр}}$  та їх номінальну

						Арк.
Зм.	Арк.	№ докум.	Підпис.	Дата		40

потужність  $S_{T,ном}$  з площею та характеристиками навантаження території, що обслуговується:

$$n_{тр} = S_{р,0,4} / (k_{з,тр} \cdot S_{н,е}) = 3927,1 / (0,7 \cdot 630) = 8,9 \text{ шт.},$$

де  $S_{T,е}$  – економічно доцільна потужність трансформатора цехової ПС.

Питома густина навантаження для локомотивного депо

$$S_{п} = S_{р} / F = 3927,1 / 19271,0 = 0,2 \text{ кВ} \cdot \text{А} / \text{м}^2.$$

Таким чином,  $S_{п} \leq 0,2 \text{ кВ} \cdot \text{А} / \text{м}^2$ , тому економічно доцільною є номінальна потужність трансформатора  $S_{н,е} = 630 \text{ кВ} \cdot \text{А}$ .

Отримане число трансформаторів округлюємо до цілого, отже, число трансформаторів цехових ТП складе 10 шт, а їх одинична потужність 630 кВА. Обираємо до розгляду трансформатори типу ТМГ-630/10/0,4 (герметичні, оливні,  $S_{T,ном} = 630 \text{ кВА}$ ).

Обґрунтування вибору та перевірка відповідності трансформаторів для кожної цехової ПС локомотивного депо надано в табл. 5.1.

Таблиця 5.1. Вибір трансформаторів цехових ПС локомотивного депо

№ ТП	Назва споживача	Категорія ЕП за надійністю електропостачання	$S_{р}$ , кВт	$k_{зд}$	$k_{з,ав}$	$S_{р,т}$ , кВА	Кількість та тип трансформаторів	$k_{п}$	$S_{T,ном} \cdot k_{п} > S_{ав,р}$
1	Цех КМБ	II							
	Цех ТО-2	II							
	Заготівельний цех	II							
	Всього по ТП №1		886,8	0,70	0,70	443,4	2хТМГ-630/10/0,4	1,4	882,0 $\approx$ 886,8
2	Гараж	III							
	Компресорна станція	II							
	Всього по ТП №2		867,3	0,69	0,69	433,7	2хТМГ-630/10/0,4	1,4	882,0 $>$ 867,3
3	Плотницький цех	III							
	Хімлабораторія	III							
	Медпункт	III							
	Цех ТО-3, ТР-1	II							
	Склад сухого піску	III							
	Мийка локомотивів	III							
Всього по ТП №3		871,8	0,69	0,69	435,9	2хТМГ-630/10/0,4	1,4	882,0 $>$ 871,0	
4	Електротехнічний цех	II							
	Цех ремонту	II							
	Відділення КВП	III							
	Побутові приміщення	III							
	Всього по ТП №4		879,0	0,70	0,70	439,5	2хТМГ-630/10/0,4	1,4	882,0 $>$ 879,0
5	Склад ПММ	III							
	Склад піску	III							
	Адмінбудинок	III							
	Насосна станція	II							
	Всього по ТП №5		880,6	0,70	0,70	440,3	2хТМГ-630/10/0,4	1,4	882,0 $>$ 880,6

## 5.2 Компоновка та місце розташування цехових трансформаторних підстанцій

На сучасних промислових підприємствах для розподілу електроенергії переважно застосовуються комплектні трансформаторні підстанції (КТП). Вибір їх місця розташування є важливим проектним рішенням, що залежить від величини, характеру та просторового розподілу електричних навантажень.

Залежно від розміщення відносно виробничих будівель та споруд, розрізняють такі основні типи виконання ПС:

1. Окремо розташовані (вільностоячі) ПС. Розміщуються на певній відстані від інших будівель. Можуть бути одно- або двотрансформаторними, комплектуватися РУВН і РУНН, а також, за необхідності, КУ 0,4 кВ. Для таких ТП можлива також відкрита установка силових трансформаторів на спеціально обладнаному майданчику.

2. Прибудовані ТП. Безпосередньо прилягають однією або кількома стінами до основної виробничої будівлі, але розташовуються зовні її периметру. Таке рішення може впливати на архітектурний вигляд будівлі та вимагає узгодження з архітектурно-будівельними нормами.

3. Вбудовані ТП. Розміщуються всередині основної будівлі у спеціально виділених для цього приміщеннях, які є конструктивною частиною будівлі.

4. Внутрішньоцехові ТП: Встановлюються безпосередньо всередині виробничих цехів, у межах їх основного простору.

За основний принцип розміщення цехових ПС у розподільній мережі локомотивного депо приймаємо їх максимальне наближення до ЦЕН споживачів напругою 0,4 кВ. Це досягається шляхом їх встановлення безпосередньо на території цехів (вбудовані або внутрішньоцехові ТП). Таке рішення дозволяє: мінімізувати довжину кабельних ліній мережі 0,4 кВ; зменшити капітальні витрати на систему електропостачання; знизити втрати напруги в лініях; скоротити втрати активної потужності та електроенергії в мережі низької напруги.

Для електропостачання виробничих цехів локомотивного депо, як зазначено раніше, використовуються комплектні двотрансформаторні підстанції (2КТП), що розміщуються переважно всередині цехів (як внутрішньоцехові або вбудовані). Конкретне компонувальне рішення та точне місце встановлення кожної ТП визначаються індивідуально на етапі проектування з урахуванням комплексу факторів: архітектурно-будівельні особливостей, вимоги експлуатації, розташування основного технологічного обладнання та шляхів його транспортування, умов навколишнього середовища в конкретному цеху, дотримання чинних норм та правил пожежної та електричної безпеки.

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

## 6 РОЗРАХУНОК СТРУМІВ КОРОТКИХ ЗАМИКАНЬ І ВИБІР ОБЛАДНАННЯ ЕЛЕКТРОУСТАНОВОК ТА СИЛОВИХ МЕРЕЖ СИСТЕМИ ЕЛЕКТРОПОСТАЧАННЯ

### 6.1 Розрахунок струмів КЗ у мережі 10 кВ

Розрахунок струмів короткого замикання (КЗ) виконується в системі відносних одиниць. Метою розрахунку є визначення величин струмів КЗ, необхідних для вибору та перевірки електричних апаратів, провідників за умовами комутаційної здатності, а також термічної та динамічної стійкості.

При перевірці стійкості обладнання до впливу струмів КЗ (термічної та динамічної), як розрахунковий вид пошкодження приймається симетричне трифазне коротке замикання, оскільки воно зазвичай характеризується найбільшими значеннями струмів.

Детальний аналіз та розрахунок струмів КЗ виконано для однієї магістральної лінії (КЛ-5) розподільної мережі локомотивного депо для максимального режиму роботи системи електропостачання (рис. Г.3), що відповідає найбільшим очікуваним струмам КЗ. Результати розрахунків струмів КЗ для інших характерних точок мережі зведені до табл. 6.1.

Для розрахунку в системі відносних одиниць прийнято наступні базисні величини:

- базисна потужність:  $S_6 = 1000 \text{ МВ} \cdot \text{А}$ ;

- базисні напруги (для відповідних класів напруги мережі):

$U_{6I} = 36,8 \text{ кВ}$  та  $U_{6II} = 10,5 \text{ кВ}$ .

Тоді базисні струми будуть рівні:

$$I_{6I} = \frac{S_6}{\sqrt{3} \cdot U_{6I}} = \frac{1600}{\sqrt{3} \cdot 36,8} = 25,1 \text{ кА};$$

$$I_{6II} = \frac{S_6}{\sqrt{3} U_{6II}} = \frac{1600}{\sqrt{3} \cdot 10,5} = 88 \text{ кА}.$$

Розрахунок параметрів схеми заміщення (рис. Г.4) елементів системи електропостачання локомотивного депо:

- опір енергосистеми

$$x_{c*} = \frac{S_6}{\sqrt{3} \cdot I_{\text{КЗ.с.мак}} \cdot U_{\text{ср}}} = \frac{1600}{\sqrt{3} \cdot 8,7 \cdot 36,8} = 2,89 \text{ в.о.};$$

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

- трансформатора Т-1 ГЗП енергосистеми:

$$r_{Т*} = \Delta P_{кз} \cdot \frac{S_{\sigma}}{S_{Т.НОМ}^2} = 0,085 \cdot \frac{1600}{16^2} = 0,53 \text{ в.о.};$$

$$x_{Т*} = \frac{u_{к}}{100\%} \cdot \frac{S_{\sigma}}{S_{Т.НОМ}^2} = \frac{10}{100} \cdot \frac{1600}{16^2} = 10,0 \text{ в.о.};$$

- кабельних ліній:

КЛ-1

$$r_{кЛ1*} = \frac{r_0}{2} \cdot l_{кЛ} \cdot \frac{S_{\sigma}}{U_{ср}^2} = 0,258 \cdot 1,4 \cdot \frac{1600}{36,8^2} = 5,242 \text{ в.о.};$$

$$x_{кЛ1*} = x_0 \cdot l_{кЛ} \cdot \frac{S_{\sigma}}{U_{ср}^2} = 0,081 \cdot 1,4 \cdot \frac{1600}{36,5^2} = 1,646 \text{ в.о.};$$

КЛ-5:

$$r_{кЛ5*} = r_0 \cdot l_{кЛ} \cdot \frac{S_{\sigma}}{U_{ср}^2} = 0,62 \cdot 0,07 \cdot \frac{1600}{10,5^2} = 0,63 \text{ в.о.};$$

$$x_{кЛ5*} = x_0 \cdot l_{кЛ} \cdot \frac{S_{\sigma}}{U_{ср}^2} = 0,09 \cdot 0,07 \cdot \frac{1600}{10,5^2} = 0,091 \text{ в.о.};$$

КЛ-7:

$$r_{кЛ7*} = r_0 \cdot l_{кЛ} \cdot \frac{S_{\sigma}}{U_{ср}^2} = 0,62 \cdot 0,04 \cdot \frac{1600}{10,5^2} = 0,36 \text{ в.о.};$$

$$x_{кЛ7*} = x_0 \cdot l_{кЛ} \cdot \frac{S_{\sigma}}{U_{ср}^2} = 0,09 \cdot 0,04 \cdot \frac{1600}{10,5^2} = 0,052 \text{ в.о.};$$

де  $r_0, x_0$  – питомі, відповідно, активний і індуктивний опори КЛ, Ом/км;  
 $l$  – довжина КЛ, км.

Сумарні опори в колі точки КЗ:

- точка  $K_1$ :

$$r_{рез1*} = r_{с*} + r_{Т*} = 0 + 0,531 = 0,531 \text{ в.о.};$$

$$x_{рез1*} = x_{с*} + x_{Т*} = 2,89 + 10,0 = 12,89 \text{ в.о.};$$

$$z_{рез1*} = \sqrt{r_{рез1*}^2 + x_{рез1*}^2} = \sqrt{0,531^2 + 12,89^2} = 12,9 \text{ в.о.};$$

- точка  $K_2$ :

$$r_{рез2} = r_{рез1} + r_{кЛ1*} = 0,531 + 5,242 = 5,773 \text{ в.о.};$$

$$x_{рез2*} = x_{рез1*} + x_{кЛ1} = 12,89 + 1,646 = 14,53 \text{ в.о.};$$

$$z_{рез2*} = \sqrt{r_{рез2*}^2 + x_{рез2*}^2} = \sqrt{5,773^2 + 14,531^2} = 15,636 \text{ в.о.};$$

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

- точка  $K_4$ :

$$r_{рез4*} = r_{рез2*} + r_{кл5*} = 5,773 + 0,63 = 6,403 \text{ в.о.};$$

$$x_{рез4*} = x_{рез2*} + x_{кл5} = 14,531 + 0,091 = 14,662 \text{ в.о.};$$

$$z_{рез4*} = \sqrt{r_{рез4*}^2 + x_{рез4*}^2} = \sqrt{6,403^2 + 14,622^2} = 15,963 \text{ в.о.};$$

- точка  $K_5$ :

$$r_{рез5*} = r_{рез4*} + r_{кл7*} = 6,403 + 0,36 = 6,763 \text{ в.о.};$$

$$x_{рез5*} = x_{рез4*} + x_{кл7} = 14,662 + 0,052 = 14,675 \text{ в.о.};$$

$$z_{рез5*} = \sqrt{r_{рез5*}^2 + x_{рез5*}^2} = \sqrt{6,763^2 + 14,675^2} = 16,158 \text{ в.о.}$$

Ударні коефіцієнти для відповідних розрахункових точок:

$$k_{y1} = 1 + e^{(-0,01/T_{a1})} = 1 + e^{(-0,01/0,0772)} = 1,879; \quad k_{y2} = 1 + e^{(-0,01/T_{a2})} = 1 + e^{(-0,01/0,008)} = 1,287;$$

$$k_{y4} = 1 + e^{(-0,01/T_{a4})} = 1 + e^{(-0,01/0,0073)} = 1,253; \quad k_{y5} = 1 + e^{(-0,01/T_{a5})} = 1 + e^{(-0,01/0,0069)} = 1,235;$$

де  $T_a$  – час затухання аперіодичної складової струму КЗ:

$$T_{a1} = \frac{x_{рез1}}{\omega \cdot r_{рез1}} = \frac{12,89}{314,16 \cdot 0,531} = 0,0772 \text{ с}; \quad T_{a2} = \frac{x_{рез2}}{\omega \cdot r_{рез2}} = \frac{14,531}{314,16 \cdot 5,773} = 0,008 \text{ с};$$

$$T_{a4} = \frac{x_{рез4}}{\omega \cdot r_{рез4}} = \frac{14,662}{314,16 \cdot 6,403} = 0,0073 \text{ с}; \quad T_{a5} = \frac{x_{рез5}}{\omega \cdot r_{рез5}} = \frac{14,675}{314,16 \cdot 6,763} = 0,0069 \text{ с};$$

Надперехідні струми, які створює живляча енергосистема:

$$I_1'' = \frac{E_*'' \cdot I_{6II}}{z_{рез1*}} = \frac{1 \cdot 88}{12,9} = 6,82 \text{ кА}; \quad I_2'' = \frac{E_*'' \cdot I_{6II}}{z_{рез2*}} = \frac{1 \cdot 88,0}{15,636} = 5,63 \text{ кА};$$

$$I_4'' = \frac{E_*'' \cdot I_{6II}}{z_{рез4*}} = \frac{1 \cdot 88,0}{14,557} = 5,51 \text{ кА}; \quad I_5'' = \frac{E_*'' \cdot I_{6II}}{z_{рез5*}} = \frac{1 \cdot 88,0}{16,158} = 5,44 \text{ кА};$$

Ударні струми КЗ у намічених розрахункових точках:

$$i_{уд1} = \sqrt{2} \cdot k_{уд1} \cdot I_1'' = \sqrt{2} \cdot 1,879 \cdot 6,82 = 18,12 \text{ кА};$$

$$i_{уд2} = \sqrt{2} \cdot k_{уд2} \cdot I_2'' = \sqrt{2} \cdot 1,287 \cdot 5,63 = 10,24 \text{ кА};$$

$$i_{уд4} = \sqrt{2} \cdot k_{уд4} \cdot I_4'' = \sqrt{2} \cdot 1,253 \cdot 5,51 = 9,76 \text{ кА};$$

$$i_{уд5} = \sqrt{2} \cdot k_{уд5} \cdot I_5'' = \sqrt{2} \cdot 1,235 \cdot 5,44 = 9,51 \text{ кА}.$$

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

Таблиця 6.1. Розрахунок струмів КЗ у максимальному режимі роботи СЕП

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	$k_y$	$I''$ , кА	$i_{уд}$ , кА
$K_1$						0,531	12,885	12,896	0,0772	1,879	6,82	18,12
$K_2$	0,258	0,081	1,400	5,242	1,646	5,773	14,531	15,636	0,0080	1,287	5,63	10,24
$K_3$	0,62	0,09	0,020	0,180	0,026	5,953	14,557	15,727	0,0078	1,277	5,59	10,10
$K_4$	0,62	0,09	0,070	0,630	0,091	6,403	14,622	15,963	0,0073	1,253	5,51	9,76
$K_5$	0,62	0,09	0,040	0,360	0,052	6,763	14,675	16,158	0,0069	1,235	5,44	9,51
$K_6$	0,62	0,09	0,030	0,270	0,039	6,043	14,570	15,774	0,0077	1,272	5,58	10,03
$K_7$	0,62	0,09	0,050	0,450	0,065	6,493	14,636	16,011	0,0072	1,248	5,49	9,70
$K_8$	0,62	0,09	0,235	2,114	0,307	7,888	14,838	16,804	0,0060	1,188	5,24	8,80

## 6.2 Вибір струмопровідних пристроїв силових мереж

Проведемо вибір КЛ1, 2 по яких отримує живлення ЦРУ 10 кВ локомотивного депо від ПС енергосистеми.

Розрахункові струми кабельної лінії:

- нормальний режим

$$I_{p.кл-1,2} = \frac{S_p}{n\sqrt{3}U_{ном}} = \frac{3795,6}{2\sqrt{3} \cdot 10,5} = 104,5 \text{ А};$$

- аварійний режим

$$I_{ав.кл-1(2)} = \frac{S_p}{\sqrt{3}U_{ном}} = \frac{3795,6}{\sqrt{3} \cdot 10,5} = 209,0 \text{ А},$$

де  $n$  – число кабелів, що входять до складу кабельних ліній.

Попередньо приймаємо до розгляду кабель типу ААБ2л з перерізом струмопровідних жил (3x120) і наступними технічними характеристиками:  $U_{ном} = 10$  кВ,  $I'_{доп} = 218$  А за умови прокладання в землі.

Перевіряємо вибрані кабельні лінії:

- за допустимим струмовим навантаженням:

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

$$104,5 \leq 0,92 \cdot 218 = 200,6 \text{ А};$$

де  $k_{пр}$  – коефіцієнт прокладання, враховує кількість працюючих кабелів, що розміщені поряд, у одній траншеї для 2-х кабелів рівний 0,92 [1];

- за умовою роботи в аварійному режимі:

$$k_{п} k_{ав} I'_{доп} \geq I_{р.ав};$$

$$0,92 \cdot 1,25 \cdot 218 = 250,7 > 209,6 \text{ А};$$

												Арк.
Зм.	Арк.	№ докум.	Підпис.	Дата								46

$k_{ав}$  – коефіцієнт допустимого перевантаження кабелю на період ліквідації аварії (тривалістю до 6 год), згідно [1] 1,25 за умови, що його завантаження до цього було не більше 0,6:0

$$k_з = I_p / I_{доп} = 104,5 / 0,92 \cdot 1,25 \cdot 218 = 0,52 < 0,6.$$

Мінімальний переріз струмопровідної жили КЛ-1, 2, що відповідає умові термічної стійкості:

$$F_{min} = \frac{1}{C} \sqrt{B_k} = \frac{1}{100} \cdot \sqrt{95,9} \cdot 1000 = 97,9 \text{ мм}^2;$$

де  $B_k$  – термічний імпульс

$$B_k = I''^2 (t_{відк} + T_a) = 6,82^2 \cdot (2,042 + 0,02) = 95,9 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}.$$

$t_{відк}$  – час відключення кабельної лінії, с.

$T_a$  – час затухання аперіодичної складової струму КЗ, у точці приєднання КЛ.

Таким чином попередньо вибраний кабель ААБ2л-(3x120) для КЛ-1 та КЛ-2 задовольняє всім умовам вибору, тому приймаємо його до прокладання.

Оскільки переріз та тип кабельних ліній, що живлять цехові ПС, вже були попередньо обрані за умовою допустимого тривалого струмового навантаження (розділ 3, табл. 3.1), далі виконується їх перевірка на відповідність вимогам термічної стійкості при короткому замиканні.

Мінімальний переріз струмопровідної жили кабельних ліній підключених до ЦРУ 10 кВ локомотивного депо, що відповідає умові термічної стійкості:

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

$$B_k = I_{п.о}^2 (t_{відк} + T_a) = 5,63^2 \cdot (0,542 + 0,0196) = 17,8 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}.$$

Отже, приймаємо до прокладки у розподільній мережі 10 кВ депо КЛ з перетином не менше 50 мм<sup>2</sup>.

### 6.3 Вибір електрообладнання

#### 6.3.1 Вибір вимикачів

У якості лінійного вимикача (ПС енергосистеми) попередньо обрано вимикач типу ВР1-10-20/630У2. Обґрунтування вибору представлено у табл. 6.2, де розрахункові параметри порівнюються з каталожними даними апарату. Умовою відповідності є перевищення або рівність, номінальних характеристик апарату над розрахунковими показниками.

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

Таблиця 6.2. Вибір лінійного вимикача

Розрахункові дані	Каталожні дані
$U_{уст} = 10 \text{ кВ}$	$U_{ном} = 10 \text{ кВ}$
$I_p = 104,5 \text{ А}$	$I_{ном} = 630 \text{ А}$
$I_{p,max} = 209,0 \text{ А}$	$I_{ном} = 630 \text{ А}$
$I_{пт} \approx I'' = 6,82 \text{ кА}$	$I_{вим.ном} = 20 \text{ кА}$
$i_{ат} = 0,6 \text{ кА}$	$\sqrt{2}\beta_n \cdot \frac{I_{дин}}{100} = \sqrt{2} \cdot 40 \cdot \frac{20}{100} = 11,3 \text{ кА}$
$I'' = 6,82 \text{ кА}$	$I_{вим} = 52 \text{ кА}$
$i_{уд} = \sqrt{2}k_y I'' = \sqrt{2} \cdot 1,879 \cdot 6,82 = 18,1 \text{ кА}$	$\sqrt{2} \cdot 1,8 \cdot I_{дин} = \sqrt{2} \cdot 1,8 \cdot 20 = 51 \text{ кА}$
$B_k = 95,9 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_k = I_{н.т}^2 \cdot t_{т.н} = 20^2 \cdot 3 = 1200 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$

У таблиці 6.2 подані наступні величини:

$U_{дій}$  – діюче значення напруги установки, кВ;

$U_{ном}$  – номінальна напруга вимикача, кВ;

$I_p$  – розрахунковий струм, що протікає через вимикач, А;

$I_{p,max}$  – максимальний розрахунковий, що протікає через вимикач, А;

$i_{ат}$  – аперіодична складова струму КЗ для моменту часу  $\tau$ :

$$i_{а.т} = \sqrt{2}I'' \cdot e^{-\tau/T_a} = \sqrt{2} \cdot 6,82 \cdot e^{-0,052/0,02} = 0,72 \text{ кА};$$

де  $\tau$  – мінімальний час від початку КЗ до моменту розмикання дугогасних контактів високовольтного вимикача:

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

$t_{з,min}$  – мінімальний час дії РЗА, с;

$t_{в,в}$  – власний час вимкнення вимикача, приймаємо 42 мс;

$t_{в}$  – загальний час вимкнення вимикача:

$$t_{в} = t_{в,ч} + t_{рз,max} = 0,042 + 2,5 = 2,542 \text{ с};$$

$t_{рз,max}$  – максимальний час спрацювання РЗА, с;

$\beta$  – нормоване значення вмісту аперіодичної складової у струмі, що відключається [8].

За результатами перевірки підтверджено, що вимикач ВР1-10-20/630У2 відповідає необхідним умовам вибору, тому приймаємо його до встановлення в лінійній шафі 10 кВ ПС енергосистеми. Враховуючи, що розрахункові умови роботи (струми навантаження та очікувані струми КЗ, тощо) для ввідних, секційного та лінійних вимикачів ЦРУ 10 кВ локомотивного депо не перевищують аналогічних параметрів, перевірених для лінійного вимикача ПС енергосистеми, приймаємо до встановлення вимикачі марки ВР1-10-20/630У2 і для цих приєднань.

					Арк.
Зм.	Арк.	№ докум.	Підпис.	Дата	48

### 6.3.2 Вибір вимикачів навантаження

Вибір вимикачів навантаження 10 кВ здійснюється за тими ж умовами, що і вимикачів 10 кВ, але перевірка вимикача навантаження за струмом відключення виконується за максимальним розрахунковим струмом [8].

Попередньо обрано вимикач навантаження ВНРп-10/400-10зУЗ. У цьому електроапараті захист від КЗ забезпечується запобіжником. Тому тривалість термічного імпульсу розраховується на основі часу спрацювання запобіжника, який становить  $t_{\text{відкл}} \approx 0,008$  с [8].

Вибір та перевірка електроапарату для ТП-2 представлені в табл. 6.3.

Таблиця 6.3. Вибір вимикача навантаження

Розрахункові дані	Каталожні дані
$U_{\text{дій}} = 10$ кВ	$U_{\text{max}} = 10$ кВ
$I_{\text{р}} = 24,5$ А	$I_{\text{н.відкл}} = 400$ А
$I_{\text{р.max}} = 49,0$ А	$I_{\text{max}} = 800$ А
$i_{\text{уд}} = 10,24$ кА	$i_{\text{дин.н}} = 25$ кА
$B_{\text{к}} = I^2 \cdot (t_{\text{в}} + T_{\text{а}}) = 5,63^2 \cdot (0,008 + 0,007) = 0,5$ кА <sup>2</sup> ·с	$I_{\text{н.т}}^2 \cdot t_{\text{т.н}} = 10^2 \cdot 1 = 100$ кА <sup>2</sup> ·с

де  $I_{\text{р}}$  – розрахунковий струм (ТП-2):

$$I_{\text{р}} = \frac{S_{\text{р}}}{n\sqrt{3}U_{\text{ном}}} = \frac{889,4}{2 \cdot \sqrt{3} \cdot 10,5} = 24,5 \text{ А};$$

$I_{\text{р.max}}$  – розрахунковий максимальний струм:

$$I_{\text{р.ав}} = \frac{S_{\text{р}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}}} = \frac{889,8}{\sqrt{3} \cdot 10,5} = 49,0 \text{ А}.$$

де  $S_{\text{р}}$  – розрахункова потужність ТП-2, кВ·А.

За результатами перевірки встановлено, що попередньо вибраний вимикач навантаження ВНРп-10/400-10зУЗ відповідає всім необхідним умовам вибору, тому приймаємо його до встановлення.

### 6.3.3. Вибір високовольтних запобіжників

Вибір запобіжників здійснено на основі таких ключових параметрів:

- номінальна напруга  $U_{\text{ном}}$ ;
- номінальний струм патрона (тримача)  $I_{\text{пат.ном}}$ ;
- номінальний струм плавкої вставки  $I_{\text{вст.ном}}$ ;
- граничний струм відключення,  $I_{\text{відкл.ном}}$
- умови установки (кліматичне виконання, категорія розміщення).

									Арк.
Зм.	Арк.	№ докум.	Підпис.	Дата					49

Розглянемо детально вибір запобіжника типу ПКТ102-10 для захисту трансформаторів ТП-2. Для цього приймаємо до розгляду патрон з  $I_{п.ном} = 50$  А та плавку вставки з  $I_{вст.ном} = 50$  А. Перевірка коректності вибору даного запобіжника представлена у таблиці 6.4.

Таблиця 6.4. Вибір запобіжника

Розрахункові дані	Каталожні дані
$U_{дій} = 10,5$ кВ	$U_{max} = 12$ , кВ
$I_p = 24,5$ А	$I_{пат.ном} = 50$ А
$I_{max} = 49,0$ А	$I_{вст.ном} = 50$ А
$I'' = 5,51$ кА	$I_{відкл.ном} = 12,5$ кА

Отже, попередньо прийнятий до розгляду запобіжник ПКТ102-10-50-12,5УЗ задовольняє всім умовам вибору, тому приймаємо його до встановлення.

#### 6.3.4. Вибір трансформаторів власних потреб

Система власних потреб ЦРУ 10 кВ класифікується як споживач I категорії надійності електропостачання. Це пов'язано з тим, що безперебійна робота обладнання систем захисту, керування, сигналізації, обігріву тощо є критично важливою для нормального функціонування всього ЦРУ, а отже, і для забезпечення надійності електропостачання підключених споживачів.

Сумарна потужність споживачів власних потреб відносно невелика, тому вони живляться від мережі низької напруги (380/220 В), що отримує живлення через спеціальні знижувальні трансформатори власних потреб (ТВП).

Номінальна потужність ТВП  $S_{ном.твп}$  вибирається на основі розрахункового навантаження власних потреб  $S_{р.вп}$ , визначеного з урахуванням коефіцієнтів завантаження  $k_3$  та попиту  $k_п$ .

Для забезпечення високої надійності живлення власних потреб на об'єктах без постійного чергового персоналу, зазвичай встановлюють два трансформатори ТВП. У цьому випадку номінальна потужність кожного трансформатора вибирається з умови забезпечення живлення повного розрахункового навантаження власних потреб при виході з ладу одного з трансформаторів (принцип резервування  $n-1$ ):

$$S_{ном.твп} \geq S_{р.вп}$$

Детальний розрахунок сумарного навантаження власних потреб ЦРУ 10 кВ представлено у табл. 6.5. Вхідні дані для розрахунку (потужності окремих споживачів власних потреб) прийняті згідно з джерелом [8].

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

Таблиця 6.5. Навантаження власних потреб ЦРУ 10 кВ локомотивного депо

Вид споживача	Встановлена потужність, кВт		cosφ	Навантаження	
	одиниці	сумарна		$P_{уст}$ , кВт	$Q_{уст}$ , квар
Споживання оперативними колами	-	2	1,0	2,0	0,0
Опалення, освітлення, вентиляція ЗРУ	-	7	1,0	7	0,0
Підігрів шаф РЗА	1 x16	16	1,0	16	0,0
Підігрів шаф КРУ 10 кВ	1 x 16	16	1,0	16	0,0
Всього				41	0

Повне розрахункове навантаження власних потреб ЦРУ 10 кВ:

$$S_{p.вп} = k_{п} \sqrt{P_{уст}^2 + Q_{уст}^2} = 0,8 \cdot \sqrt{41^2 + 0^2} = 32,8 \text{ кВ} \cdot \text{А},$$

де  $k_{п}$  – коефіцієнт попиту, приймаємо 0,8 [2, 3].

Для надійного забезпечення електричної енергії споживачів власних потреб приймаємо до встановлення два трансформатори ТСКС-40/10:

$$S_{т.ном} = 40 > S_{p.вп} = 32,8 \text{ кВ} \cdot \text{А}.$$



- оперативне інформування персоналу (візуальна, звукова сигналізація, повідомлення) про вихід контрольованих параметрів за допустимі межі, перевищення лімітів чи аварійні ситуації;

- формування коротко-, середньо- та довгострокових прогнозів споживання для обґрунтованого планування закупівель енергоресурсів, оптимізації режимів роботи та участі на ринках енергії;

- надання інформаційної бази для прийняття управлінських рішень у сфері енергоменеджменту;

- реалізація функцій автоматичного керування навантаженням (АСКН) за заданими критеріями для оптимізації витрат та забезпечення стабільності роботи;

- автоматизоване створення регламентованих та аналітичних звітів для різних рівнів управління, фінансових служб та регуляторних органів;

- забезпечення можливості інтеграції даних з іншими інформаційними системами підприємства: ERP, SCADA, MES.

Ефективне вирішення цих задач дозволяє підприємству не тільки коректно розраховуватися за енергоресурси, але й системно підходити до питань енергозбереження, підвищення надійності енергопостачання та оптимізації виробничих процесів.

## **7.2 Сучасні підходи до побудови архітектури автоматизованих систем обліку електроенергії**

Архітектура автоматизованих систем обліку електроенергії (АСОЕ) може бути реалізована на основі двох фундаментальних підходів:

1. Інтеграція існуючих компонентів. Використання стандартних, серійно виготовлених приладів обліку електроенергії (лічильників), що вже наявні на ринку або встановлені на об'єкті.

2. Розробка спеціалізованих рішень: Створення системи "з нуля" на базі нових, спеціально розроблених апаратних та програмних засобів.

На практиці перевага зазвичай надається першому підходу. Це зумовлено економічною доцільністю та уніфікацією, де сертифіковані лічильники електроенергії виступають у ролі первинних вимірювальних перетворювачів, що збирають дані для подальшої обробки в системі АСКОЕ.

Виходячи з цього принципу інтеграції, розглянемо три типові конфігурації (структурні схеми) таких систем, які набули найбільшого поширення (див. рис. 7.1–7.3).

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

### 7.2.1. Архітектура АСОЕ з ручним (періодичним) збором даних

Цей варіант архітектури характеризується відсутністю постійного каналу зв'язку між приладами обліку та центральним сервером системи. Збір даних відбувається періодично за допомогою портативного обладнання (рис. 7.1).

Лічильники електроенергії, встановлені на об'єкті (наприклад, у розподільній установці 10 кВ), локально об'єднуються за допомогою цифрових інтерфейсів, таких як RS-485, «Струмова петля». Ці інтерфейсні лінії підключаються до локального пристрою-посередника, яким може виступати мультиплексор, концентратор даних або шлюз початкового рівня.

Збір даних про спожиту електроенергію проводиться періодично, наприклад, раз на кілька днів або раз на місяць. Для цього електротехнічний персонал прибуває на об'єкт з ноутбуком або спеціалізованим терміналом збору даних. На цих пристроях встановлено спеціалізоване програмне забезпечення, яке містить файл-завдання та визначає, які лічильники й параметри потрібно опитати. Цей файл зазвичай формується у центрі збору даних (ЦЗД). Оператор підключає портативний пристрій до локального мультиплексора або концентратора/шлюзу (через відповідний перетворювач інтерфейсів, якщо необхідно). Програмне забезпечення портативного пристрою ініціює сеанс опитування лічильників відповідно до завдання та зберігає отримані дані у файл результатів.

Після завершення опитування на всіх необхідних точках оператор повертається до офісу або підключається до мережі центру збору даних.

Файл результатів з портативного пристрою завантажується на сервер ЦЗД. Спеціалізовані програмні модулі на сервері ЦЗД обробляють отриманий файл та імпортують дані в основну базу даних (БД) системи АСКОЕ/АСТОЕ.

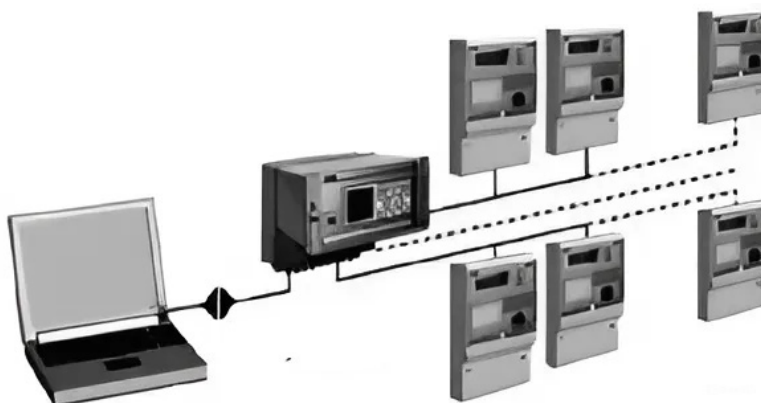


Рис. 7.1. Структурна схема АСОЕ з безпосереднім зв'язком лічильників з ІОП

						Арк.
Зм.	Арк.	№ докум.	Підпис.	Дата		54

Для забезпечення коректності даних з часовими мітками (особливо інтервальних даних) використовується ланцюгова синхронізація. Тобто, час портативного комп'ютера синхронізується з еталонним часом ЦЗД під час отримання файлу-завдання. Під час сеансу опитування лічильників їхній внутрішній годинник синхронізується з часом портативного комп'ютера.

У найпростіших випадках, для невеликих систем, виділений сервер ЦЗД може бути відсутнім. Його функції (формування завдань, обробка результатів, зберігання БД) може виконувати той самий портативний комп'ютер, який використовується для збору даних.

Незважаючи на ручний збір даних, система з безпосереднім зв'язком лічильників з ЮП дозволяє вирішувати основні завдання обліку:

- точне вимірювання параметрів споживання електроенергії;
- ведення комерційного та/або технічного обліку по підприємству в цілому та по його окремих підрозділах;
- аналіз енергоспоживання за періодами, контроль дотримання лімітів та обмежень потужності (за наявності інтервальних даних);
- обробку зібраних даних та генерацію стандартних звітних форм;
- базове діагностування повноти отриманих даних;
- ведення довідника об'єктів обліку, їх електричних параметрів та конфігурації приєднань;
- базове діагностування стану підключених лічильників (на основі даних, отриманих під час опитування);
- підтримку відносно синхронізованого часу в системі (з точністю, що обмежується періодичністю синхронізації).

Основним недоліком розглянутої системи є низька оперативність отримання даних та значні трудозатрати на їх збір. Така архітектура малопридатна для задач, що потребують моніторингу в реальному часі або частого збору даних.

#### 7.2.2. Архітектура АСОЕ з локальним збором і обробкою даних

У такій конфігурації електролічильники нижнього рівня підтримують комунікацію з ЦЗОД, використовуючи виділені або комутовані канали зв'язку, наприклад, RS-485, Ethernet, PLC, або бездротові технології (рис. 7.2.).

Збір даних з приладів обліку здійснюється централізовано сервером ЦЗОД за попередньо налаштованим розкладом шляхом надсилання запитів даних. Отримана вимірювальна інформація, зокрема, профілі навантаження, миттєві значення параметрів електроспоживання, дані про події та показники якості електроенергії зберігається у БД системи. Критично важливою функцією є синхронізація внутрішнього годинника приладів обліку з єдиним системним часом сервера ЦЗОД, яка зазвичай виконується під час кожного сеансу зв'язку.

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

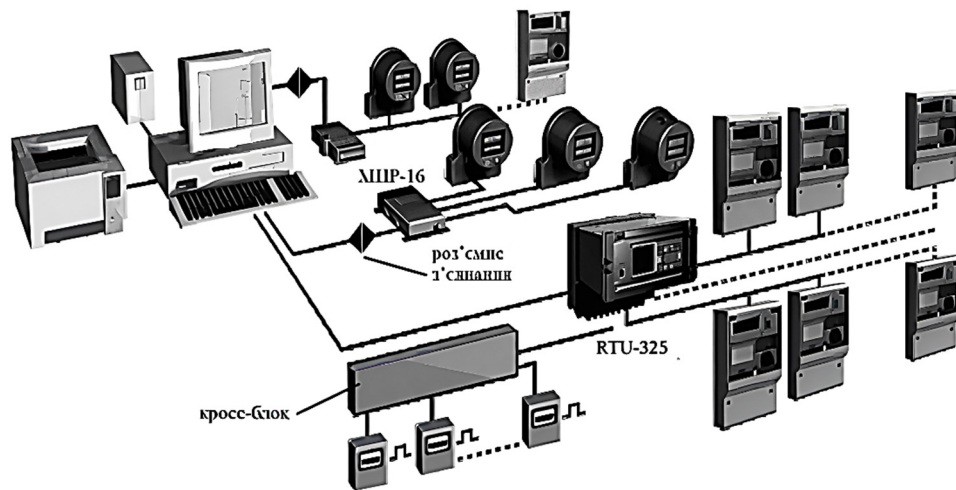


Рис. 7.2. Структурна схема АСОЕ з локальним ЦЗОД

Апаратною платформою для ЦЗОД служить локальний сервер, на якому також функціонує програмне забезпечення верхнього рівня АСОЕ, яке відповідає за збір, обробку, аналіз та зберігання даних у локальній базі даних. Вибір системи управління базами даних (СУБД) визначається кількістю точок обліку, глибиною зберігання профілів навантаження, кількістю одночасних користувачів, вимогами до відмовостійкості, а також складністю алгоритмів обробки даних. Для невеликих систем можуть застосовуватись файлові або прості реляційні СУБД, тоді як для масштабних впроваджень перевага надається потужним клієнт-серверним СУБД (PostgreSQL, MS SQL Server, Oracle Database). В останні роки для роботи з динамічними рядами вимірювань все частіше розглядаються спеціалізовані Time-Series бази даних (InfluxDB, TimescaleDB).

Періодичний автоматизований збір даних до БД забезпечує виконання ключових функцій АСОЕ, зокрема:

- точне вимірювання та агрегація даних про споживання/передачу електроенергії для фінансових розрахунків (комерційний облік);
- збір даних для аналізу режимів роботи мережі, розрахунку втрат, контролю балансів електроенергії на рівні підприємства та його структурних підрозділів (технічний облік);
- контроль дотримання лімітів потужності та споживання, аналіз профілів навантаження (моніторинг енергоспоживання);
- фіксацію та аналіз відхилень напруги, частоти та інших параметрів згідно з діючими стандартами (моніторинг ПKE);
- обробку накопичених даних, генерація стандартизованих та кастомізованих звітних форм;

- виявлення відхилень контрольованих параметрів від заданих меж, діагностування стану обладнання АСОЕ, контроль повноти даних;
- ведення конфігураційної бази даних (опис об'єктів, схем підключень, параметризація приладів та каналів зв'язку), керування розкладами опитування, підтримка єдиного системного часу.

Незважаючи на свою функціональність, ця архітектура має суттєві обмеження:

- вихід з ладу локального сервера ЦЗОД призводить до повної зупинки збору та обробки даних для всієї системи;
- продуктивність сервера та пропускна здатність каналів зв'язку можуть стати вузьким місцем при збільшенні кількості точок обліку чи частоти збору даних;
- весь процес опитування, обробки та зберігання даних лягає на один серверний вузол;
- вимагає ретельної організації процедур резервного копіювання локальної БД та конфігурації системи.

Архітектура АСОЕ з локальним ЦЗОД є класичним підходом, що забезпечує базовий функціонал автоматизованого обліку та моніторингу енергоресурсів. Вона може бути доцільною для невеликих, локально обмежених об'єктів. Однак її вразливість до відмов центрального вузла та обмежена масштабованість роблять її менш привабливою для великих або критично важливих систем порівняно з більш сучасними розподіленими або хмарними архітектурами АСКОЕ. При виборі такої структури необхідно ретельно оцінювати ризики та передбачати заходи для підвищення надійності.

### 7.2.3. Ієрархічна архітектуру АСОЕ

Багаторівнева архітектуру АСОЕ, типова для територіально розподілених об'єктів обліку або енергосистем представлена на рис. 7.3. Така структура передбачає кілька рівнів збору та обробки даних.

На 1-му рівні (ланка збору даних / локальний центр) більшість приладів обліку взаємодіє з серверами (або контролерами/концентраторами даних). Комунікація зазвичай відбувається через локальні канали зв'язку (RS-485, M-Bus, Ethernet, PLC, бездротові технології) за встановленим розкладом опитування. Первинні дані вимірювань (профілі, поточні значення, події) збираються, проходять первинну валідацію та зберігаються в локальній базі даних сервера рівня 1. Тут же може виконуватись попередня обробка даних (наприклад, розрахунок локальних балансів, агрегація).

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

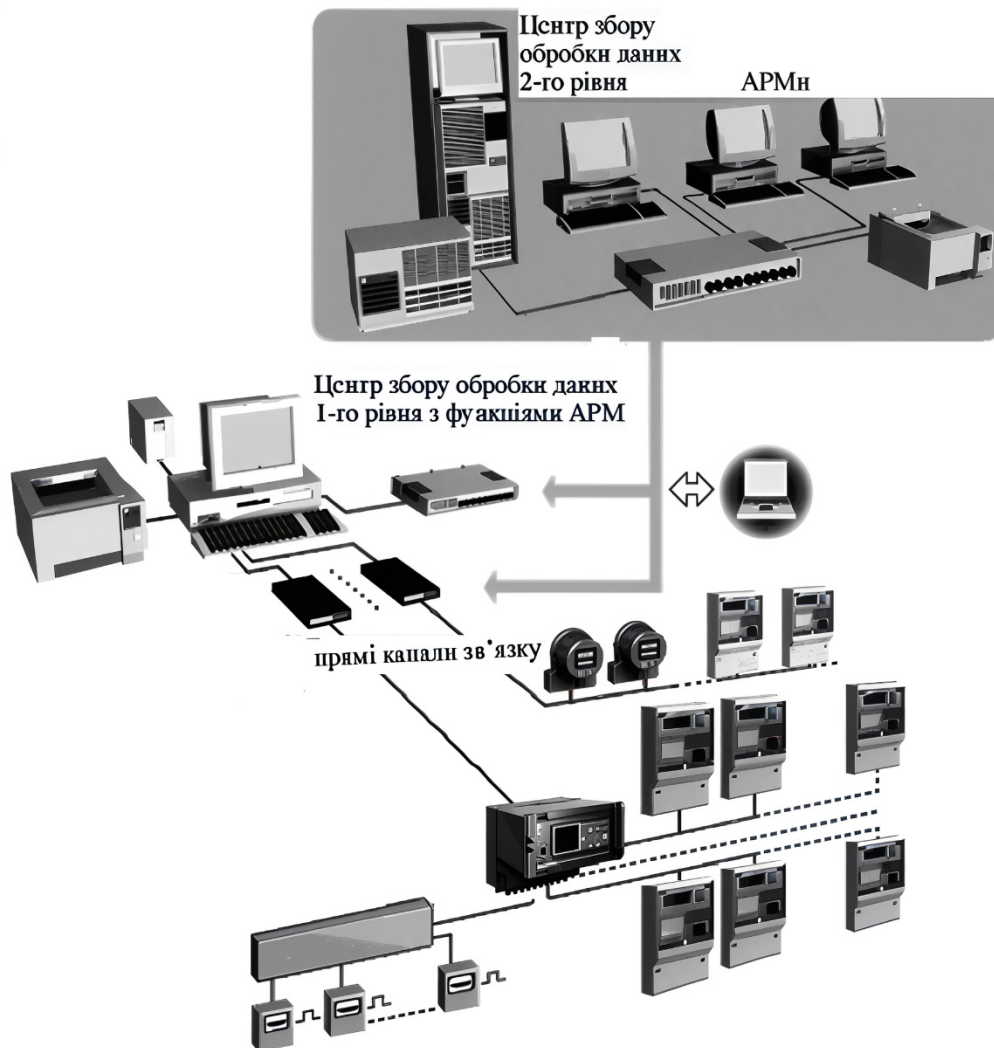


Рис. 7.3. Структурна схема багаторівневої АСОЕ

Сервери рівня 1 передають оброблену або первинну інформацію на центральний сервер рівня 2. Цей рівень відповідає за консолідацію даних з усіх підпорядкованих вузлів рівня 1, їх подальше структурування, комплексну обробку, довгострокове зберігання в центральній БД і надання доступу користувачам системи. Для систем такого масштабу рекомендується використовувати потужні реляційних СУБД (наприклад, PostgreSQL, MS SQL Server, Oracle Database) або платформ для роботи з великими даними (Big Data), залежно від обсягів інформації та завдань аналітики.

Параметри кожного каналу зв'язку (як між приладами обліку та Рівнем 1, так і між Рівнем 1 та Рівнем 2) налаштовуються індивідуально, враховуючи тип лінії (виділена, комутована, Ethernet, оптоволокну, бездротова), протоколи (наприклад, DLMS/COSEM, Modbus TCP, IEC 60870-5-104) та їх характеристики.

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

Зв'язок між рівнями може бути реалізований через корпоративну мережу (LAN/WAN), виділені лінії або захищені канали через публічні мережі (VPN).

Система може включати декілька програмних або апаратних комунікаційних серверів, що працюють паралельно для оптимізації процесу збору даних, особливо у великих системах.

Ключова конфігураційна інформація (опис об'єктів обліку, розрахункові схеми, параметри пристроїв та каналів зв'язку, налаштування системи), а також консолідовані первинні та розрахункові дані зберігаються на центральному сервері (рівень 2) та його базі даних. Сервери рівня 1 зазвичай зберігають дані локально для забезпечення буферизації й можливості автономної роботи.

Сервери рівня 1 та рівня 2 переважно виконують функції автоматичного збору, обробки та зберігання даних. Доступ користувачів до даних та функцій системи здійснюється через клієнтські робочі станції – АРМи (автоматизоване робоче місце) або web-інтерфейси, що підключаються до центрального сервера рівня 2 через локальну або корпоративну мережу. У випадках невеликих об'єктів, що входять до складу великої системи, функції сервера рівня 1 та АРМ можуть бути суміщені на одному комп'ютері.

Впровадження такої архітектури дозволяє вирішувати розширений спектр завдань:

- отримання достовірних даних про параметри постачання/споживання енергоресурсів по всій структурі підприємства/енергосистеми;
- ведення комерційного та технічного обліку для різних груп споживачів, елементів інфраструктури, розрахунок балансів та втрат на різних рівнях ієрархії;
- ведення бази даних договорів на енергопостачання, автоматичне формування рахунків та платіжних документів (часто через інтеграцію з білінговими системами або ERP);
- моніторинг режимів навантаження, дотримання лімітів потужності;
- моніторинг ПКЕ в ключових точках мережі;
- глибокий аналіз даних енергоспоживання та ПКЕ, формування різноманітних аналітичних та регламентних звітів;
- автоматичне виявлення відхилень параметрів від норми або заданих меж, оцінка їх величини, сигналізація відповідальному персоналу;
- контроль працездатності компонентів системи (приладів обліку, каналів зв'язку, серверів), діагностика повноти та достовірності отриманих даних;
- централізоване управління конфігурацією системи, включаючи опис об'єктів, електричних схем, параметрів комунікацій та опитування.

						Арк.
Зм.	Арк.	№ докум.	Підпис.	Дата		59

- синхронізація часу всіх компонентів системи для коректної прив'язки даних до часових інтервалів.

У цілому, така структура забезпечує кращу масштабованість та надійність порівняно з однорівневою централізованою системою. Розподіл функцій між рівнями дозволяє обробляти значно більші обсяги даних, а вихід з ладу одного з вузлів рівня 1 не призводить до зупинки всієї системи. Це робить її оптимальним рішенням для великих промислових підприємств, енергопостачальних компаній та операторів системи розподілу/передачі.

При розробці АСКОЕ локомотивного депо було враховано наступне:

- повітряні лінії КЛ-1 та КЛ-2 не належать енергосистемі, то згідно [1] (п. 1.5.9) розрахункові лічильники активної та реактивної електроенергії встановлюються на підстанції ПС енергосистеми – в точці приєднання цих кабельних ліній;

Основою розроблюваної АСОЕ є Matrix АММ, який призначений для збору, інтеграції, агрегування та консолідації даних про споживання електроенергії обліку та потужності за фіксовані інтервали часу (в умовах багатотарифності), технічного обліку і моніторингу заданих навантажень в режимі реального часу.

АСОЕ локомотивного депо виконується за структурною схемою по рис. 7.3 і містить:

- контролер збору даних (КЗД) з приладів обліку NIK KC-02-06;
- лічильник Itron France SL761BEADABV (комерційний облік);
- лічильник NIK 2307 ART.102.0.15 (технічний облік на стороні 10 кВ);
- лічильник NIK 2307 ART.102.0.11 (технічний облік на стороні 0,4 кВ);
- комунікаційні модулі NIK AGSM;
- персональні комп'ютери.

### 7.3 Вибір каналів зв'язку

У системах автоматизованого контролю електроспоживання для передачі даних між лічильниками та центром збору інформації використовуються різноманітні канали зв'язку, серед яких найбільш поширеними є електричні та електромагнітні.

Одним з часто використовуваних електричних каналів зв'язку є вита пара. Цей кабель являє собою одну або декілька скручених пар мідних провідників, поміщених в захисну, іноді екрановану, оболонку. Скручування провідників у пари є ефективним способом зменшення електромагнітних наведень, що забезпечує відносну стійкість до перешкод. Існують два основних типи витої пари: неекранована (UTP) та екранована (STP). Важливою перевагою витої пари є її простота монтажу, а також те, що це один з найдешевших і найпоширеніших видів зв'язку, який широко застосовується в локальних мережах Ethernet.

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

Серед електромагнітних каналів зв'язку в АСОЕ значного поширення набули стільникові канали передачі даних, що функціонують за стандартами GSM/GPRS. Цей метод передбачає передачу даних через існуючу інфраструктуру GSM-мереж. Для цього можуть використовуватися як зовнішні GSM/GPRS-модеми, так і модеми, інтегровані безпосередньо в лічильники електроенергії. Суттєвими перевагами такого підходу є вже розгорнута мережева інфраструктура з широким покриттям території та великий вибір доступного обладнання.

Однак, використання стільникових каналів зв'язку має і свої недоліки. Одним з ключових є залежність від стабільної роботи обладнання оператора мобільного зв'язку. Крім того, рівень GSM-сигналу в деяких специфічних приміщеннях, таких як трансформаторні підстанції, розподільчі пункти або підвали, часто буває недостатнім для надійного зв'язку, що може вимагати додаткових заходів з встановлення зовнішніх антен для посилення сигналу.

У проєктованій АСОЕ лінії зв'язку між електролічильниками технічного обліку та реалізуються на основі витих пар з мідними лудженими струмопровідними жилами з необхідною кількістю витих пар. Такий вибір, ймовірно, обумовлений простотою монтажу, економічністю та достатньою перешкодостійкістю для конкретних умов експлуатації системи.

#### **7.4 Електричні схеми підключення пристрою збору та передачі даних і електролічильників**

Контролер NIK KC-02-06 є автономним пристроєм, призначеним для автоматизованого дистанційного збору, накопичення та передачі на серверний рівень облікових даних від лічильників електроенергії, оснащених відповідними комунікаційними інтерфейсами. Функціонуючи у складі АСОЕ, даний контролер отримує дані від приладів обліку через інтерфейс RS-485, а також від проміжних комунікаційних пристроїв (наприклад, повторювачів або мультиплексорів), які можуть використовуватися для розширення мережі збору даних. Управління та конфігурування контролера здійснюються віддалено, з використанням каналів зв'язку Ethernet або стільникових мереж (наприклад, GPRS). Окрім цього, передбачена можливість локального доступу для налаштування та діагностики з персонального комп'ютера через консольний порт. Комунікаційні інтерфейси та типова схема інтеграції контролера в систему представлені на рис. 7.4 і 7.5, відповідно.

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

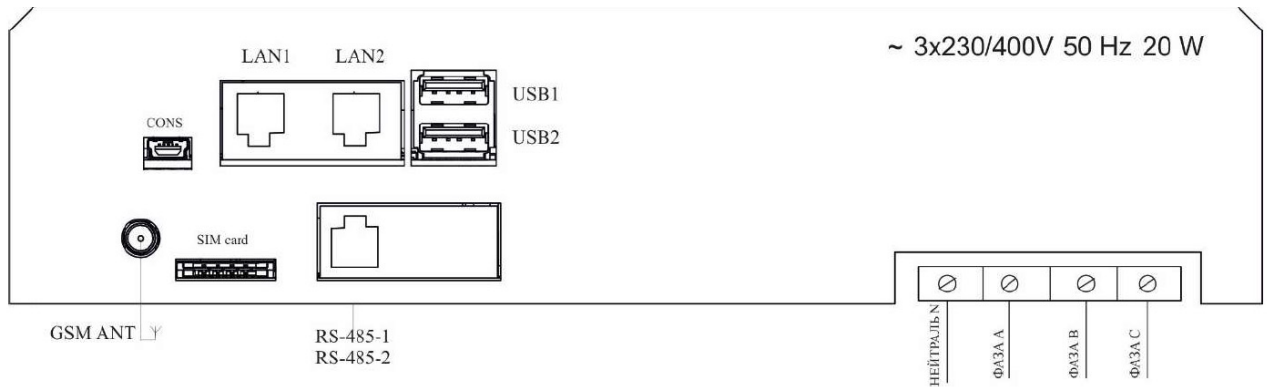


Рисунок 7.4. Комунікаційні порти контролера NIK KC-02-06

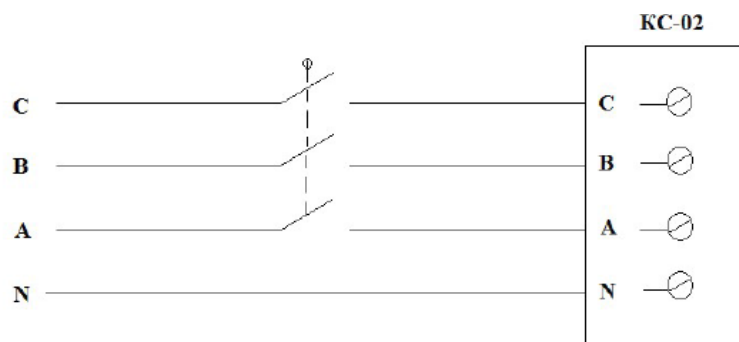


Рисунок 7.5. Схема підключення контролера до трифазної мережі.

Відповідно до рекомендацій Оператора системи розподілу (ОСР), для організації комерційного обліку електроенергії передбачається використання багатофункціональних лічильників типу Itron SL761. Ці прилади обліку забезпечують вимірювання ключових параметрів енергоспоживання, включно з обсягами спожитої енергії, розрахунком максимального навантаження (потужності) та формуванням графіків навантаження (профілів) по 8-ми вимірювальних каналах. Енергонезалежна пам'ять приладу призначена для зберігання архівних масивів вимірювальних даних, а спеціалізований електронний журнал подій реєструє до 500 записів, що відображають результати самодіагностики, зміни конфігурації, параметрів електромережі та події, пов'язані з якістю електроенергії. Інтеграція таких лічильників в автоматизовану систему обліку електроенергії (АСОЕ) здійснюється за допомогою стандартного цифрового інтерфейсу RS-485. Електричні схеми підключення лічильника приведені на рис. 7.6.

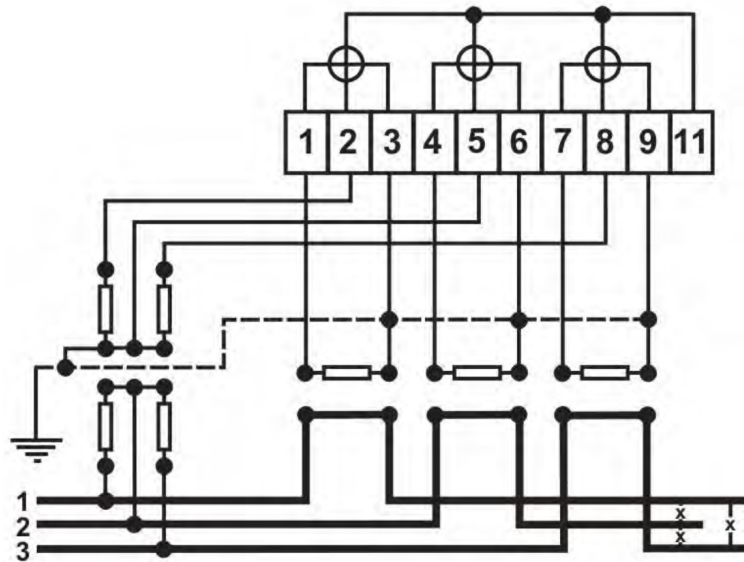


Рис. 7.6. Схема включення лічильника Itron SL761 в трифазну трипровідну мережу (трансформаторне включення)

Для потреб технічного обліку електроенергії застосовуються електронні лічильники NIK 2307. Залежно від конкретної модифікації, ці прилади забезпечують вимірювання активної та реактивної енергії у двох напрямках (прямому/зворотному) в трифазних три- або чотирипровідних мережах змінного струму, зокрема при підключенні через вимірювальні трансформатори струму (ТС) та напруги (ТН). Лічильники також реєструють та показують миттєві значення активної, реактивної і повної потужності, коефіцієнта потужності, а також середньоквадратичні (RMS) значення напруги та сили струму. З метою інтеграції в автоматизовані системи обліку (АСКОЕ/АСТОЕ), ці лічильники оснащені інтерфейсом RS-485 для дистанційної передачі даних. Клас точності приладів при вимірюванні активної енергії становить 1,0, реактивної енергії – 2,0. Типові схеми підключення лічильників NIK 2307 до трифазної мережі, з використанням ТН і ТС та без них, наведені на рис. 7.7 та 7.8.

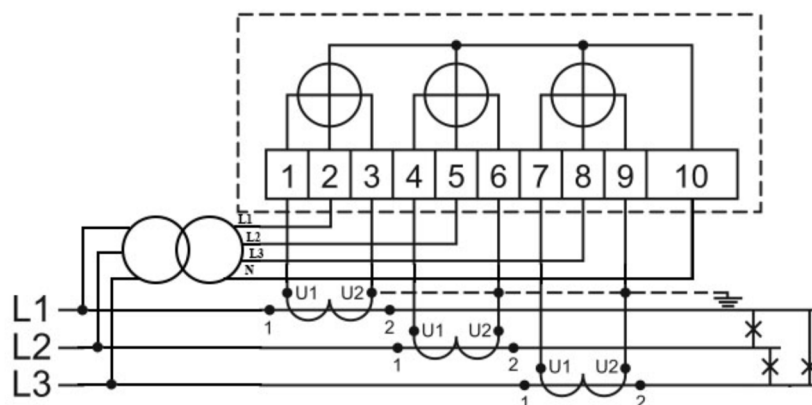


Рис. 7.7. Схема підключення лічильника NIK 2307 ART.102.0.11 з номінальною напругою 3x57,3/100В

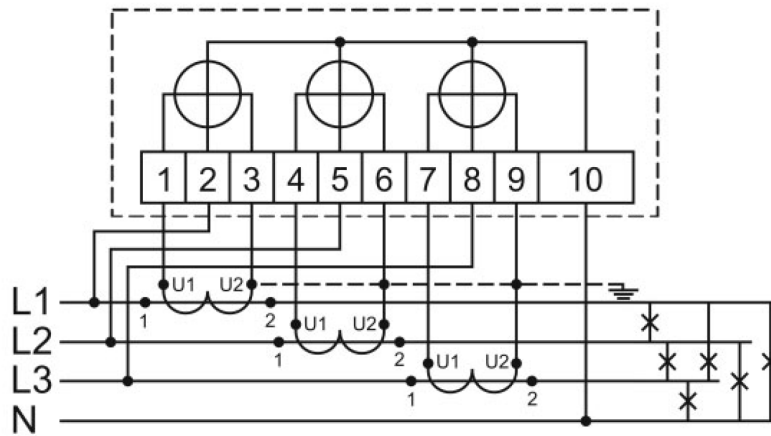


Рис. 7.8. Схема підключення лічильника NIK 2307 ART.102.0.15 номінальною напругою 3x220/380В

## 7.5 Вибір вимірювальних трансформаторів

### 7.5.1 Вибір трансформаторів струму

Для лінійної шафи живлячої ПС попередньо приймаємо до розгляду трансформатори струму ТОЛУ-10-1/300. Перевірка вірності попереднього вибору проведено у табл. 7.1.

Таблиця 7.1. Вибір трансформаторів струму лінійної шафи живлячої ПС

Розрахункові дані	Каталожні дані
$U_{уст} = 10,5 \text{ кВ}$	$U_{ном} = 12,0 \text{ кВ}$
$I_p = 105,3 \text{ А}$	$I_{ном} = 300 \text{ А}$
$I_{р.ав} = 2I_p = 210,6 \text{ А}$	$I_{ном} = 300 \text{ А}$
Клас точності 0,5S	0,5S
$i_{уд} = \sqrt{2}k_{уд}I'' = \sqrt{2} \cdot 1,879 \cdot 6,82 = 18,1 \text{ кА}$	$i_{дин} = 72 \text{ кА}$
$B_k = 95,9 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_k = I_{тер}^2 \cdot t_{тер} = 14,4^2 \cdot 3 = 662 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$
$Z_2 = 0,157 \text{ Ом}$	$Z_{2ном} = 0,2 \text{ Ом}$

де  $U_{уст}$  – напруга установки, кВ;

$U_{ном}$  – номінальна напруга трансформаторів струму (ТС), кВ;

$I_p$  – розрахунковий струм КЛ-1, 2 з урахуванням втрат потужності в них:

$$I_p = \frac{S_p + \Delta p_{кл} \cdot l \cdot k_3^2}{n\sqrt{3}U_{ном}} = \frac{3808,9 + 54 \cdot 0,46 \cdot 0,56^2}{2\sqrt{3} \cdot 10,5} = 105,3 \text{ А},$$

$Z_2$  – повне вторинне навантаження ТС, Ом. Приймаємо  $Z_2 = r_2$  так як індуктивний опір струмових кіл малий.

Попередньо, опір проводів, що з'єднують ТС з вимірювальними приладами:

$$r'_{\text{пр}} = Z_{2\text{ном}} - r_{\text{прил}} - r_{\text{к}} = 0,4 - 0,044 - 0,05 = 0,306 \text{ Ом};$$

$r_{\text{прил}}$  – опір вимірювальних приладів

$$r_{\text{прил}} = S_{\text{прил}} / I_2^2 = 1,1 / 5^2 = 0,044 \text{ Ом};$$

де  $r_{\text{к}}$  – опір роз'ємних контактних з'єднань, приймаємо  $r_{\text{к}} = 0,05 \text{ Ом}$  [8, 9];

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

Розрахунок потужності, що споживають прилади обліку та вимірювання виконано у вигляді табл. 7.2.

Використовуючи  $r'_{\text{пр}}$  визначаємо переріз з'єднувальних проводів:

$$s'_{\text{пр}} = \frac{\rho \cdot l}{r_{\text{пр}}} = \frac{0,0175 \cdot 9}{0,306} = 0,515 \text{ мм}^2,$$

де  $l$  – довжина з'єднувальних проводів [8, 9]:

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

де  $k_{\text{п}}$  – поправочний коефіцієнт, для ПС лежить у діапазоні 0,8-0,85;

$l_{\text{роз}}$  – розрахункова довжина з'єднувальних проводів.

За умовою міцності приймаємо  $s_{\text{пр}} = 2,5 \text{ мм}^2$ , згідно [1].

Дійсний опір з'єднувальних проводів

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

Дійсне вторинне навантаження ТС:

$$Z_2 = r_{\text{пр}} + r_{\text{прил}} + r_{\text{к}} = 0,063 + 0,044 + 0,05 = 0,157 \text{ Ом}.$$

Отже, попередньо вибраний трансформатор струму ТОЛУ-10-1/300/5 приймаємо до установки.

Таблиця 7.2. Вторинне навантаження трансформатора струму

Прилад	Тип приладу	Навантаження фази, В·А		
		А	В	С
Амперметр	Е-377	0,1	0,1	0,1
Лічильник активної та реактивної енергії	Itron France SL761	1,0	1,0	1,0
Всього		1,1	1,1	1,1

Вибір трансформаторів струму інших приєднань аналогічний і проведений у вигляді табл. 7.3-7.5.

Таблиця 7.3. Потужність навантажень ТС

Прилади	Місце установки вимірювальних приладів								
	Ввід ЦРУ, СВ 10 кВ			КЛ 4, 5, 8, 9, 12, 13			КЛ 3, 14		
	Навантаження, В·А			Навантаження, В·А			Навантаження, В·А		
	А	В	С	А	В	С	А	В	С
Амперметр Е-377	0,1	-	0,1	0,1	-	0,1	0,1	-	0,1
Лічильник НІК 2307	0,05	-	0,05	0,05	-	0,05	0,05	-	0,05
Всього	0,15	-	0,15	0,15	-	0,15	0,15	-	0,15

Таблиця 7.4. Вторинне навантаження ТС

Призначення ТС	$r_{\text{прил}}$ , Ом	$r_{\text{пр}}$ , Ом	$s$ , мм <sup>2</sup>	$l_{\text{роз}}$ , м	$r_{\text{пр}}$ , Ом	$Z_2$ , Ом
Ввідна шафа ЦРУ, СВ 10 кВ	0,006	0,344	2,5	9	0,093	0,15
КЛ 4, 5, 8, 9, 12, 13	0,006	0,344	2,5	5,5	0,04	0,1
КЛ 3, 14	0,006	0,344	2,5	5,5	0,04	0,1

Таблиця 7.5. Вибір трансформаторів струму

Умова вибору	Од. вим.	Місце розміщення		
		Шафа приєднань КЛ-1, КЛ-2	Ввідна шафа ЦРУ 10 кВ	Шафа СВ ЦРУ 10 кВ
$U_{\text{уст}} < U_{\text{max}}$	кВ	10,5 < 12	10,5 < 12	10,5 < 12
$I_{\text{р}} < I_{\text{ном}}$	А	105,3 < 300	104,8 < 300	104,8 < 150
$I_{\text{ав}} < I_{\text{ном}}$	А	210,6 < 300	209,6 < 300	104,8 < 150
Клас точності	-	0,5S	0,5	0,5
$i_{\text{уд}} < i_{\text{дин}}$	кА	18,1 < 72	14,19 < 52	14,19 < 36
$B_{\text{к.р}} < B_{\text{к.н}}$	кА <sup>2</sup> ·с	95,9 < 14,4 <sup>2</sup> ·3 = 662	49,5 < 14,4 <sup>2</sup> ·3 = 662	33,6 < 7,2 <sup>2</sup> ·3 = 155,5
$Z_2 < Z_{\text{н}}$	Ом	0,157 < 0,2	0,15 < 0,2	0,15 < 0,2
Тип ТС прийнятого до установки		ТОЛУ-10-1-300/5	ТОЛУ-10-1-300/5	ТОЛУ-10-1-150/5

продовження табл. 7.5.

Умова вибору	Од. вим.	Місце розміщення		
		Шафи приєднань		
		КЛ 4, 5, 8, 9	КЛ 12, 13	КЛ-3, 14
$U_{уст} < U_{max}$	кВ	10,5 < 12	10,5 < 12	10,5 < 12
$I_p < I_{ном}$	А	39,6 < 100	26 < 50	26 < 50
$I_{ав} < I_{ном}$	А	79,2 < 100	26 < 50	26 < 50
Клас точності	-	0,5	0,5	0,5
$i_{уд} < i_{дин}$	кА	14,19 < 36	14,19 < 18,5	14,19 < 18,5
$B_{к.р} < B_{к.н}$	кА <sup>2</sup> ·с	17,8 < 3,7 <sup>2</sup> ·3= 41	17,8 < 3,7 <sup>2</sup> ·3= 41	17,8 < 3,7 <sup>2</sup> ·3= 41
$Z_2 < Z_n$	Ом	0,1 < 0,2	0,1 < 0,2	0,1 < 0,2
Тип ТС прийнятого до встановлення		ТОЛУ-10-1-100/5	ТОЛУ-10-1-50/5	ТОЛУ-10-1-50/5

### 7.5.2 Вибір трансформаторів напруги

Комплект необхідних приладів для монтажу на одній системі шин визначено відповідно до рекомендацій [8, 9]. Оскільки на центральній розподільній установці 10 кВ встановлюються шафи серії КУ-10Ц, то до розгляду обрано трансформатор напруги НАМИТ-10-2. Результати розрахунку його вторинного навантаження подано в табл. 7.7, а процес його вибору виконано у вигляді табл. 7.8.

Таблиця 7.7. Вибір трансформатора напруги

Умова вибору	Од. вим.	Розрахункові дані	Каталожні дані
$U_{уст} \leq U_{ном}$	кВ	$U_{уст} = 10$ кВ	$U_{ном} = 10$ кВ
Схема з'єднань:	-	Y <sub>0</sub> /Y <sub>0</sub> / Δ-0	Y <sub>0</sub> /Y <sub>0</sub> / Δ-0
Клас точності:	-	0,5S	0,5S
$S_p \leq S_{ном}$	В·А	$S_p = 42$	$S_{ном} = 100$

Таблиця 7.8. Вторинне навантаження трансформатора напруги

Прилад	Тип	S, В·А	Кількість приладів	Загальна споживана потужність, В·А
Лічильник електроенергії	НИК 2307	10	4	40
Вольтметр	Е377	2	1	2
Всього				42

Отже, попередньо вибраний трансформатор напруги задовольняє всім умовам вибору, тому приймаємо його до встановлення.

## ВИСНОВКИ

У даній кваліфікаційній роботі виконано розроблення електротехнічної системи електроспоживання локомотивного депо.

Розрахунок електричних навантажень по окремих цехах і депо в цілому виконано із застосуванням методу впорядкованих діаграм. Розрахункове активне та реактивне навантаження на шинах 10 кВ ЦРУ склало 3,8 МВт та 3,8 Мвар.

Для побудови графіків електричних навантажень використовувалися типові добові графіки. При цьому річний цикл було розділено на зимовий та літній періоди, з урахуванням специфіки робочих та вихідних днів для кожного з них.

Під час вибору оптимальної схеми внутрішнього електропостачання локомотивного депо було розглянуто наступні варіанти:

1-й передбачає спорудження на території депо ЦРУ 10 кВ. Розподіл електроенергії здійснюється за радіальною схемою. Живлення трансформаторів цехових ПС реалізується КЛ із глухим приєднанням до трансформаторів;

2-й передбачає спорудження ЦРУ 10 кВ. Внутрішня мережа електропостачання виконується за змішаною схемою з переважанням магістральних ділянок. Приєднання цехових трансформаторів до магістральних кабельних ліній здійснюється через вимикач навантаження із запобіжником.

Проведені розрахунки показали, що більш доцільним є варіант №2.

Аналіз режимів споживання реактивної потужності виявив, що необхідно встановлення конденсаторних установок 10 кВ УКРМ-10-450У3 та КУ 0,4 кВ серії УКРМ-0,4 з потужністю в діапазоні 100-350 квар.

Розрахунок струмів КЗ у мережі 10 кВ виконано у відносних базисних одиницях для максимального режиму роботи СЕП. На підставі якого здійснено вибір високовольного електрообладнання: вимикачів типу ВР1-10-20/630У3 з ЕМ приводом, ТС типу ТОЛУ-10, вимикачів навантаження ВНРп-10/400-10зУ3, запобіжників ПКТ-103-10-50-12,5У3 і КЛ для розподільчої мережі 10 кВ.

У спеціальному розділі роботи розроблено автоматизовану систему обліку електроспоживання. Для комерційного обліку передбачено використання лічильників серії Itron SL761, а для технічного – серії NIK 2307. Система побудована на базі контролера NIK КС-02-06. Впровадження даної АСОЕ дозволяє забезпечити оперативний вплив на режими роботи споживачів, здійснювати аналіз та прогнозування технологічних показників виробництва, а також виявляти резерви для підвищення енергоефективності.

Загалом, виконана випускна кваліфікаційна робота відповідає поставленому технічному завданню та економічним вимогам.

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

## ПЕРЕЛІК ПОСИЛАНЬ

1. Правила улаштування електроустановок. – Видання офіційне. Міненерговугілля України. – Х.: Видавництво «Форт», 2017. – 760 с.
2. Василега П. О. Електропостачання: підручник. – Суми: Сумський державний університет, 2019. – 521 с.
3. Маліновський А. А. Основи електропостачання / А. А. Маліновський, Б. К. Хохулін. – Львів: Видавництво Національного університет "Львівська політехніка", 2005.
4. 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.
5. Рудницький В. Г. Внутрішньозаводське електропостачання. Курсове проектування. – Суми: ВТД «Університетська книга», 2006. – 153 с.
6. 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.
7. Перехідні процеси в системах електропостачання: / М. М. Черемісін, О. М. Мороз, О. Б. Єгоров, С. В. Швець. – Харків: ТОВ «В справі», 2016. – 260 с.
8. 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.
9. Лежнюк П. Д. Проектування електричної частини електричних станцій / П. Д. Лежнюк, В. М. Лагутін, В. В, Тептя. – Вінниця: ВНТУ, 2009. 194 с.
10. 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.
11. Коцар О. В. Автоматизовані системи контролю, обліку та управління енерговикористанням. – К.: КПІ ім. Ігоря Сікорського, – Дніпро Середняк Т. К., 2017. – 44 с.

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

# ДОДАТКИ

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



Таблиця А.3. Розрахунок добових графіків  $P(t)$ ,  $Q(t)$ ,  $S(t)$  робочої літньої доби

Номер інтервалу	Інтервал $t$ , год	$n_{p,i},\%$	$P_{л.p,i}$ , кВт	$n_{q,i},\%$	$Q_{л.p,i}$ , квар	$S_{л.p,i}$ , кВА
1	0 – 1	57,0	1817,6	65,0	319,9	1845,5
2	1 – 2	55,0	1753,8	65,0	319,9	1782,8
3	2 – 3	53,0	1690,1	63,0	310,1	1718,3
4	3 – 4	51,0	1626,3	61,0	300,2	1653,8
5	4 – 5	50,0	1594,4	55,0	270,7	1617,2
6	5 – 6	50,0	1594,4	55,0	270,7	1617,2
7	6 – 7	55,0	1753,8	65,0	319,9	1782,8
8	7 – 8	57,0	1817,6	67,0	329,7	1847,3
9	8 – 9	77,0	2455,4	87,0	428,2	2492,4
10	9 – 10	75,0	2391,6	87,0	428,2	2429,6
11	10 – 11	75,0	2391,6	88,0	433,1	2430,5
12	11 – 12	58,0	1849,5	68,0	334,7	1879,5
13	12 – 13	73,0	2327,8	70,0	344,5	2353,2
14	13 – 14	75,0	2391,6	70,0	344,5	2416,3
15	14 – 15	72,0	2295,9	80,0	393,7	2329,4
16	15 – 16	58,0	1849,5	60,0	295,3	1872,9
17	16 – 17	72,0	2295,9	75,0	369,1	2325,4
18	17 – 18	70,0	2232,1	78,0	383,9	2264,9
19	18 – 19	71,0	2264,0	79,0	388,8	2297,2
20	19 – 20	66,0	2104,6	70,0	344,5	2132,6
21	20 – 21	71,0	2264,0	70,0	344,5	2290,1
22	21 – 22	75,0	2391,6	80,0	393,7	2423,8
23	22 – 23	77,0	2455,4	80,0	393,7	2486,7
24	23 – 24	78,0	2487,2	84,0	413,4	2521,4

Таблиця А.4. Розрахунок добових графіків активної, реактивної і повної потужностей вихідної літньої доби

Номер інтервалу	Інтервал $t$ , год	$n_{p,i},\%$	$P_{л.в,i}$ , кВт	$n_{q,i},\%$	$Q_{л.в,i}$ , квар	$S_{л.в,i}$ , кВА
1	0 – 1	19,0	605,9	22,0	108,3	615,5
2	1 – 2	19,0	605,9	22,0	108,3	615,5
3	2 – 3	19,0	605,9	22,0	108,3	615,5
4	3 – 4	19,0	605,9	22,0	108,3	615,5
5	4 – 5	19,0	605,9	22,0	108,3	615,5
6	5 – 6	19,0	605,9	22,0	108,3	615,5
7	6 – 7	19,0	605,9	22,0	108,3	615,5
8	7 – 8	10,0	318,9	15,0	73,8	327,3
9	8 – 9	10,0	318,9	15,0	73,8	327,3
10	9 – 10	10,0	318,9	15,0	73,8	327,3
11	10 – 11	10,0	318,9	15,0	73,8	327,3
12	11 – 12	10,0	318,9	15,0	73,8	327,3
13	12 – 13	10,0	318,9	15,0	73,8	327,3
14	13 – 14	10,0	318,9	15,0	73,8	327,3
15	14 – 15	10,0	318,9	15,0	73,8	327,3
16	15 – 16	10,0	318,9	15,0	73,8	327,3
17	16 – 17	10,0	318,9	15,0	73,8	327,3
18	17 – 18	10,0	318,9	15,0	73,8	327,3
19	18 – 19	19,0	605,9	22,0	108,3	615,5
20	19 – 20	19,0	605,9	22,0	108,3	615,5
21	20 – 21	19,0	605,9	22,0	108,3	615,5
22	21 – 22	19,0	605,9	22,0	108,3	615,5
23	22 – 23	19,0	605,9	22,0	108,3	615,5
24	23 – 24	19,0	605,9	22,0	108,3	615,5

Таблиця А.5. Розрахунок річних графіків активної, реактивної та повної потужностей за тривалістю

№ п/п	Тривалість ступеня, год	Потужність $P_i$ , год	Тривалість ступеня, год	Потужність $Q_i$ , кВт	Тривалість ступеня, год	Потужність $S_i$ , квар
1	2	3	4	5	6	7
1	147	3751,5	147	579,0	147	3795,9
2	147	3526,4	147	579,0	147	3573,6
3	147	3526,4	147	579,0	147	3573,6
4	147	3488,9	147	555,8	147	3532,0
5	147	3451,4	147	550,1	147	3495,9
6	147	3376,4	147	550,1	147	3420,9
7	147	3376,4	147	544,3	147	3416,3
8	147	3301,3	147	526,9	147	3333,7
9	147	3151,3	147	521,1	147	3197,9
10	147	3113,7	147	521,1	147	3157,0
11	147	3113,7	147	492,2	147	3148,0
12	147	3001,2	147	480,6	147	3041,3
13	147	2926,2	147	480,6	147	2965,4
14	147	2738,6	147	463,2	147	2780,4
15	147	2626,1	147	463,2	147	2661,7
16	147	2551,0	147	463,2	147	2590,7
17	147	2513,5	147	463,2	147	2568,1
18	105	2487,2	147	463,2	105	2521,4
19	105	2455,4	147	451,6	105	2492,4
20	105	2455,4	147	434,3	105	2486,7
21	147	2438,5	147	434,3	147	2476,8
22	147	2401,0	147	422,7	147	2434,9
23	147	2401,0	147	405,3	147	2434,9
24	105	2391,6	147	405,3	105	2430,5
25	105	2391,6	65	139,0	105	2429,6
26	105	2391,6	65	139,0	105	2423,8
27	105	2391,6	65	139,0	105	2416,3
28	147	2363,4	65	139,0	147	2400,9
29	105	2327,8	65	139,0	105	2353,2
30	105	2295,9	65	139,0	105	2329,4
31	105	2295,9	65	139,0	105	2325,4
32	105	2264,0	65	139,0	147	2298,1
33	105	2264,0	65	139,0	147	2298,1
34	147	2250,9	65	139,0	147	2298,1
35	147	2250,9	65	139,0	105	2297,2
36	147	2250,9	65	139,0	105	2290,1
37	105	2232,1	65	139,0	105	2264,9
38	105	2104,6	65	139,0	105	2132,6
39	105	1849,5	48	108,3	105	1879,5
40	105	1849,5	105	108,3	105	1872,9
41	105	1817,6	105	108,3	105	1847,3
42	105	1817,6	105	108,3	105	1845,5
43	105	1753,8	48	108,3	105	1782,8
44	105	1753,8	105	108,3	105	1782,8
45	105	1690,1	105	108,3	105	1718,3
46	105	1626,3	105	108,3	105	1653,8

продовження табл. А.5.

1	2	3	4	5	6	7
47	105	1594,4	105	108,3	105	1617,2
48	105	1594,4	48	108,3	105	1617,2
49	65	750,3	48	108,3	65	763,1
50	65	750,3	48	108,3	65	763,1
51	65	750,3	48	108,3	65	763,1
52	65	750,3	48	108,3	65	763,1
53	65	750,3	48	108,3	65	763,1
54	65	750,3	48	108,3	65	763,1
55	65	750,3	48	108,3	65	763,1
56	65	750,3	48	108,3	65	763,1
57	65	750,3	48	108,3	65	763,1
58	65	750,3	105	108,3	65	763,1
59	65	750,3	105	108,3	65	763,1
60	65	750,3	105	108,3	65	763,1
61	65	750,3	105	108,3	65	763,1
62	65	750,3	48	108,3	65	763,1
63	48	605,9	105	108,3	48	615,5
64	48	605,9	105	108,3	48	615,5
65	48	605,9	65	104,2	48	615,5
66	48	605,9	65	104,2	48	615,5
67	48	605,9	65	104,2	48	615,5
68	48	605,9	65	104,2	48	615,5
69	48	605,9	65	104,2	48	615,5
70	48	605,9	65	104,2	48	615,5
71	48	605,9	65	104,2	48	615,5
72	48	605,9	65	104,2	48	615,5
73	48	605,9	65	104,2	48	615,5
74	48	605,9	65	104,2	48	615,5
75	48	605,9	48	73,8	48	615,5
76	65	412,7	48	73,8	65	425,6
77	65	412,7	105	73,8	65	425,6
78	65	412,7	105	73,8	65	425,6
79	65	412,7	48	73,8	65	425,6
80	65	412,7	105	73,8	65	425,6
81	65	412,7	48	73,8	65	425,6
82	65	412,7	48	73,8	65	425,6
83	65	412,7	105	73,8	65	425,6
84	65	412,7	105	73,8	65	425,6
85	65	412,7	48	73,8	65	425,6
86	48	318,9	105	73,8	48	327,3
87	48	318,9	105	73,8	48	327,3
88	48	318,9	48	73,8	48	327,3
89	48	318,9	48	73,8	48	327,3
90	48	318,9	48	73,8	48	327,3
91	48	318,9	48	73,8	48	327,3
92	48	318,9	105	73,8	48	327,3
93	48	318,9	105	73,8	48	327,3
94	48	318,9	105	73,8	48	327,3
95	48	318,9	105	73,8	48	327,3
96	48	318,9	48	73,8	48	327,3
Всього	8760		8760		8760	

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

Додаток Б.

Розрахунок картограми електричних навантажень підприємства

Таблиця Б.1. Розрахунок картограми навантажень

№ п/п	Назва підрозділу	Навантаження, кВт			Радіус кола, мм	Координати центру кола, м		Градусна міра кута, α	Добутки, кВт·м <sup>2</sup>	
		P <sub>p</sub>	P <sub>oc</sub>	P <sub>сум</sub>		R	x		y	P·x
1	Цех КМБ	311,8	25,0	336,7	12,0	667,6	181,4	26,7	224804,1	61083,7
2	Цех ТО-2	121,5	33,7	155,2	8,1	638,6	165,5	78,2	99131,6	25691,0
3	Заготівельний цех	370,4	34,5	405,0	13,1	610,7	135	30,7	247314,9	54670,9
4	Гараж	125,1	10,1	135,3	7,6	571,4	163,6	27,0	77293,0	22130,1
5	Компресорна станція	656,1	9,6	665,7	16,8	569,6	127,8	5,2	379196,0	85079,4
6	Електротехнічний цех	109,1	11,5	120,6	7,2	593,7	100,7	34,4	71579,8	12141,0
7	Плотницький цех	69,8	12,8	82,6	5,9	538,2	127,8	55,8	44462,5	10558,0
8	Цех ремонту	637,8	32,2	670,0	16,9	536,9	97,5	17,3	359733,7	65327,0
9	Хімлабораторія	52,9	7,3	60,1	5,1	501,8	154,3	43,5	30171,2	9277,4
10	Медпункт	14,6	3,9	18,5	2,8	495,6	141,3	76,7	9181,4	2617,7
11	Цех ТО-3, ТР-1	404,3	22,9	427,2	13,5	494,7	119,3	19,3	211324,9	50962,3
12	Відділення КВП	33,5	11,1	44,6	4,4	477,4	86,9	89,7	21283,4	3874,2
13	Склад сухого піску	77,0	1,4	78,4	5,8	458,8	149	6,4	35972,8	11682,5
14	Мийка локомотивів	25,3	1,1	26,5	3,4	385,5	129,1	15,2	10198,7	3415,5
15	Побутові приміщення	18,6	5,9	24,5	3,2	441,5	60,3	86,3	10821,7	1478,0
16	Склад ПИММ	130,6	2,0	132,6	7,5	220	49,2	5,4	29169,0	6523,3
17	Склад піску	78,7	2,0	80,7	5,9	131,3	42	9,0	10592,5	3388,3
18	Адмінбудинок	263,4	73,9	337,3	12,0	72,8	119	78,9	24553,3	40135,3
19	Насосна станція	366,2	6,9	373,1	12,6	272,1	147,7	6,7	101520,7	55107,0
	Всього			4174,5					1998305,5	525142,5

**Додаток В.**

**Розрахунок електричних навантажень магістральних ліній**

**Таблиця В.1. Розрахунок силових електричних навантажень магістральних ліній мережі 10 кВ**

№ п/п	Назва вузлів навантаження та груп електроприймачів	К-сть ел. споживачів	Встановлена потужність, кВт		m	K <sub>в</sub>	cosφ	tgφ	Середнє навантаження за зміну		n <sub>с</sub>	K <sub>м</sub>	Розрахункова потужність		
			одного	сумарна					P <sub>ср</sub> , кВт	Q <sub>ср</sub> , квар			P <sub>р</sub> , кВт	Q <sub>р</sub> , квар	S <sub>р</sub> , кВА
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16
	<b>КЛ-4,5</b>														
	Всього по ТП-1645 (2x630)	187	1,2 - 160,0	1958,2	133	0,30	0,64	1,20	589,8	707,5	24	1,32	777,3	707,5	1051,1
	силове								97,9	169,6			93,2	161,5	
	освітлювальне														
	батареї конденсаторів 0,4 кВ														
	всього												870,5	169,0	886,8
	втрати у трансформаторах												5,6	46,9	
	Всього по ТП-1646 (2x630)	53	1,7 - 160,0	1107,2	94	0,60	0,74	0,91	667,7	606,9	14	1,19	791,4	606,9	997,3
	силове								20,7	35,9			19,7	34,2	
	освітлювальне														
	батареї конденсаторів 0,4 кВ														
	всього												811,1	307,1	867,3
	втрати у трансформаторах												5,4	45,4	
	Всього														
	силова	240	1,2 - 160,0	3065,4	>3	0,41	0,69	1,05	1257,5	1314,4	38	1,16	1454,7	1314,4	1960,5
	освітлювальна								118,6	205,5			112,9	195,6	
	батареї конденсаторів														
	Всього по ТП-1645, ТП-1646								1376,1	1519,9			1567,6	476,1	1638,3
	втрати в трансформаторах												11,1	92,4	
	<b>Всього по КЛ-4,5</b>												1578,7	568,4	1677,9

продовження табл. В.1.

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16
	<b>КЛ-8,9</b>														
	Всього по ТП-355 (2х630)														
	силове	148	0,5 - 160,0	1077,6	320	0,43	0,60	1,32	462,1	609,9	13	1,35	621,7	609,9	870,9
	освітлювальне								51,8	76,0	0	0,00	49,4	71,6	
	батареї конденсаторів 0,4 кВ													-125,0	
	всього												671,1	556,5	871,8
	втрати у трансформаторах												5,5	45,8	
	Всього по ТП-4030 (2х630)														
	силове	173	3,1 - 68,0	1765,2	22	0,39	0,76	0,86	689,6	590,7	52	1,13	777,9	590,7	976,8
	освітлювальне								94,3	156,1			99,3	164,7	
	батареї конденсаторів 0,4 кВ													-700,0	
	всього												877,2	55,4	
	втрати у трансформаторах												5,6	46,3	
	Всього														
	силова	321	0,5 - 160,0	2842,8	>3	0,41	0,69	1,04	1151,7	1200,7	36	1,17	1343,2	1200,7	1801,6
	освітлювальна								146,1	232,1			148,7	236,3	
	батареї конденсаторів													-825,0	
	Всього по ТП-355, ТП-4030								1297,7	1432,7			1491,9	611,9	1612,6
	втрати в трансформаторах												11,0	92,1	
	<b>Всього по КЛ-8,9</b>												1503,0	704,0	1659,7

Додаток Г. Електричні схеми

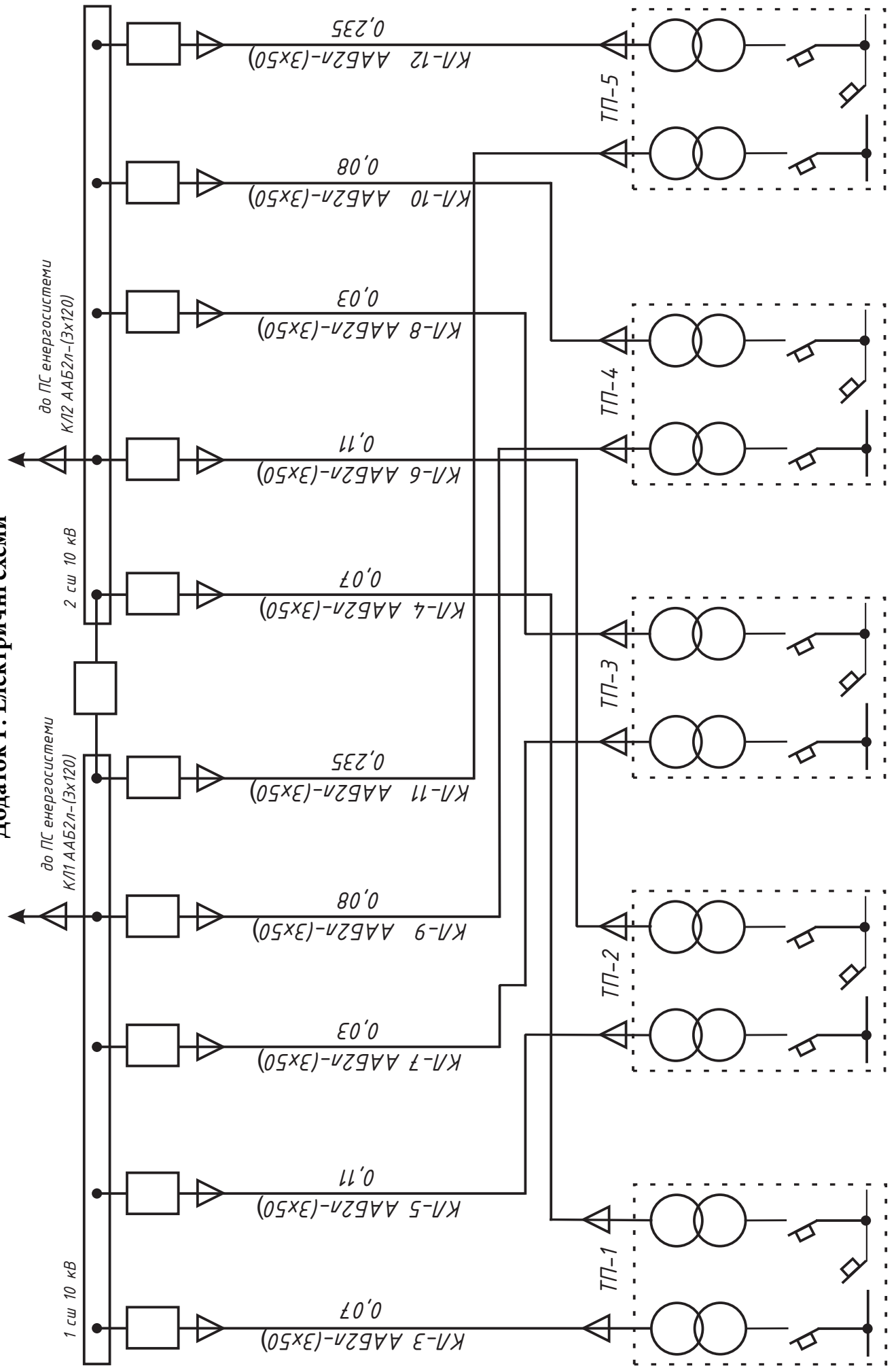


Рисунок Г.1 - Схема внутрішнього електропостачання за варіантом №1

Зм.	Арк.	№ докум.	Підпис.	Дата	Арк.
					78

до ПС енергосистеми  
 КЛ1, 2 ААБ2л-(3x120)

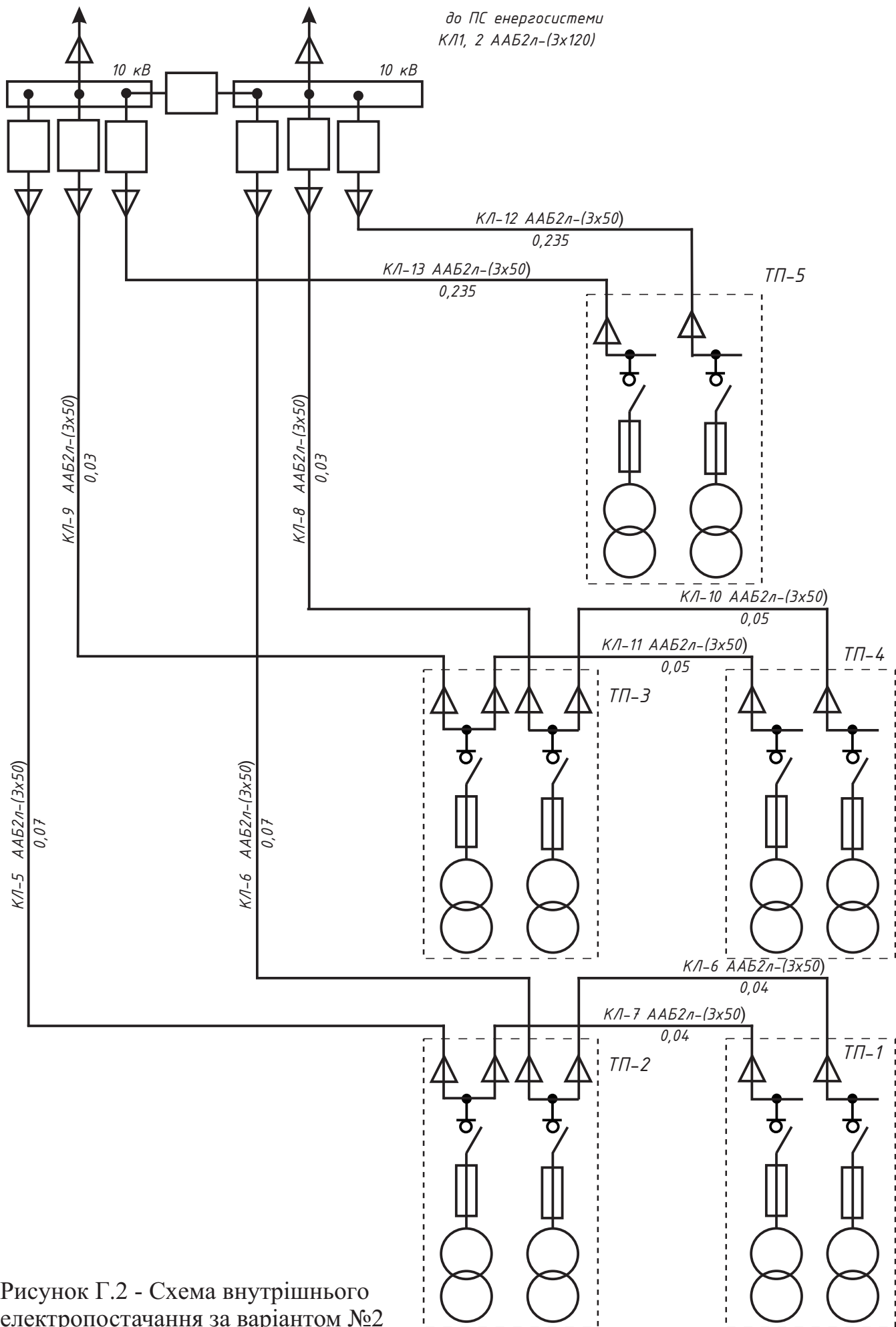


Рисунок Г.2 - Схема внутрішнього електропостачання за варіантом №2

Зм.	Арк.	№ докум.	Підпис.	Дата

Арк.

79

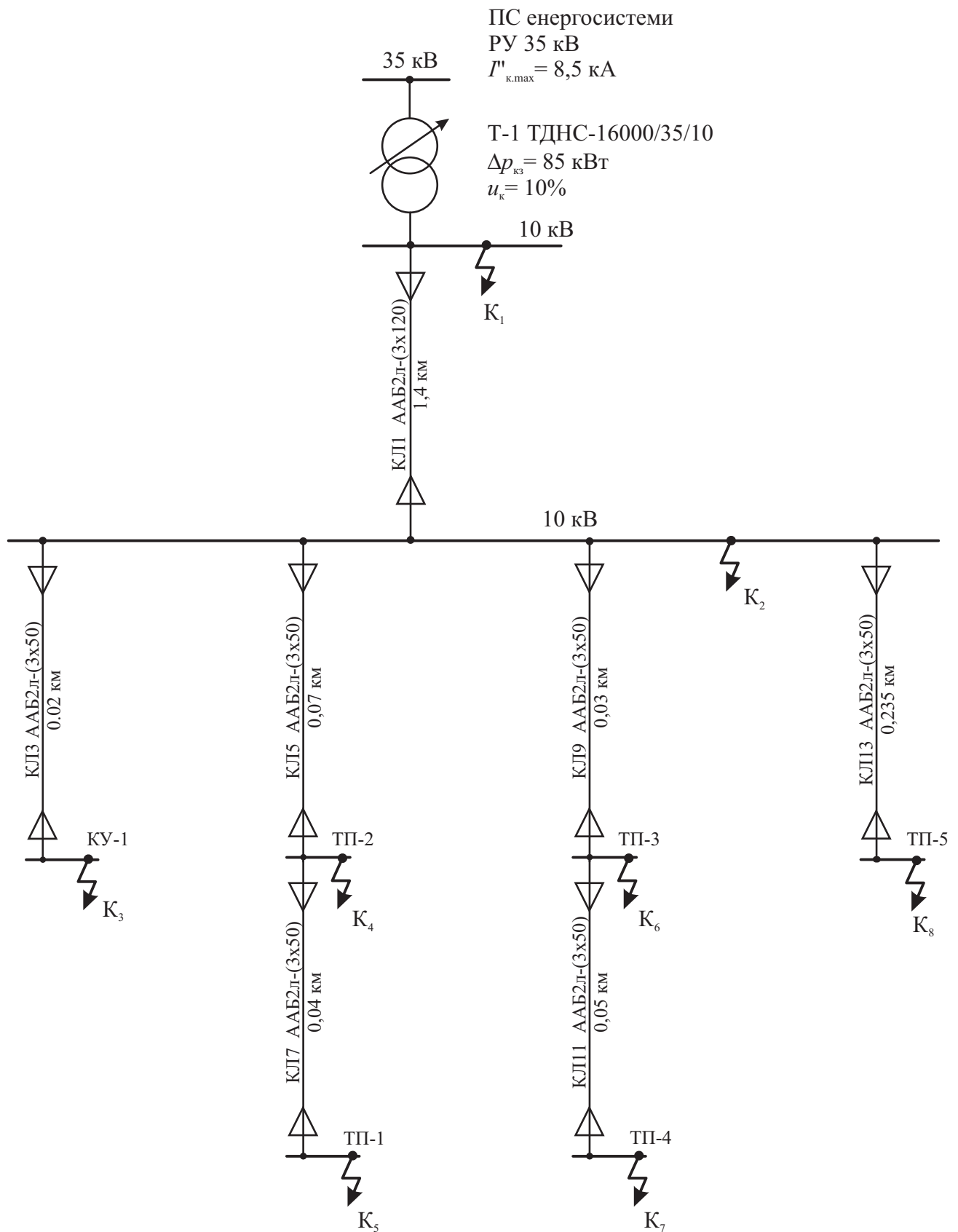


Рисунок Г.3 - Розрахункова схема СЕН локомотивного депо

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

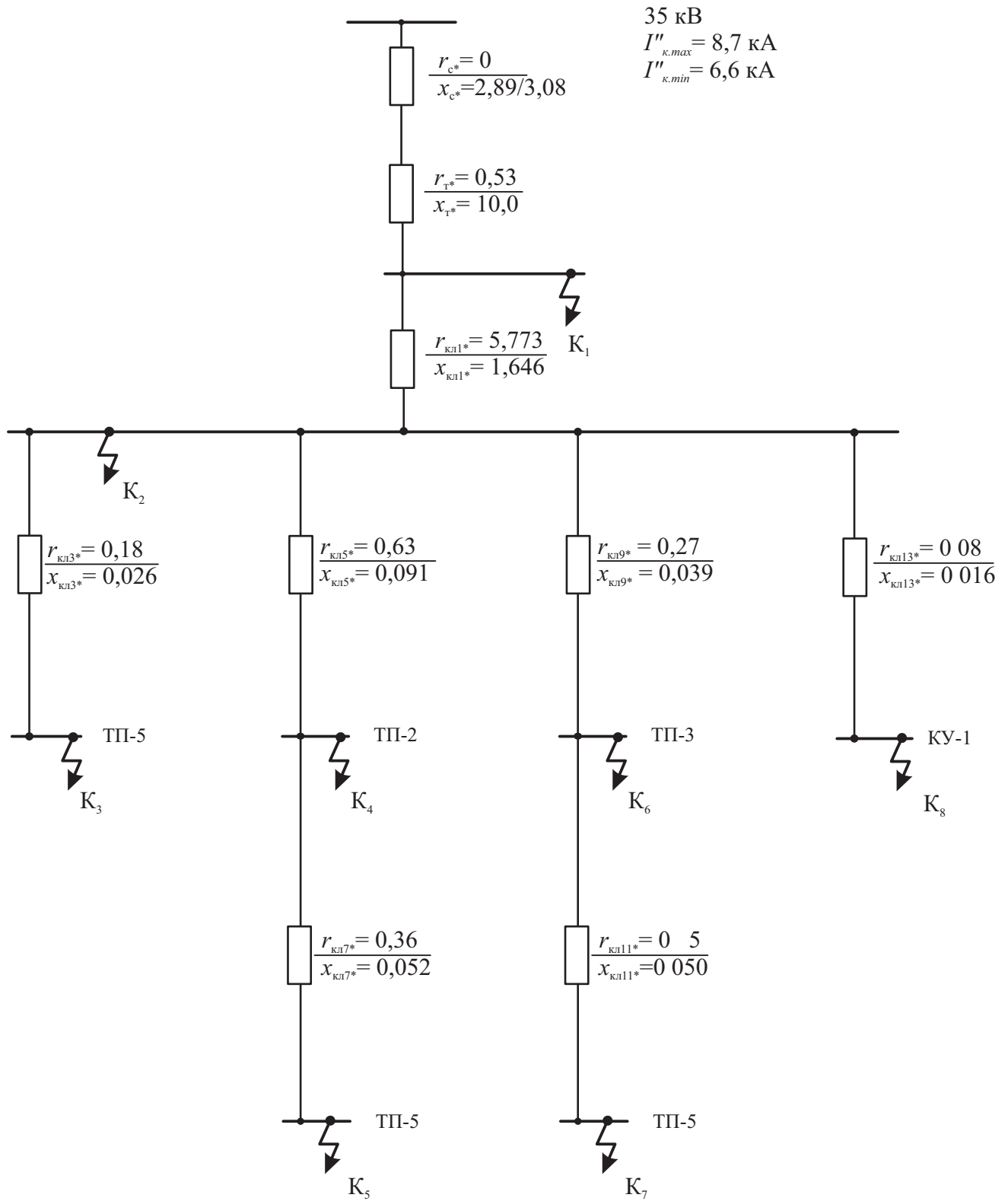


Рисунок Г.4 - Схема заміщення СЕП локомотивного депо

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