

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
машинобудівного заводу»**

Виконав здобувач вищої освіти
IV курсу, групи ЕЕ-21,
ОПП «Електроенергетика,
електротехніка та електромеханіка»
спеціальності 141 «Електроенергетика,
електротехніка та електромеханіка»
_____ Андрій БУЛАВА
« ____ » _____ 2025 р.

Керівник роботи
доцент, канд. техн. наук,
_____ Олександр КОЗЛОВСЬКИЙ
« ____ » _____ 2025 р.

Рецензент

« ____ » _____ 2025 р.

Міністерство освіти і науки України
Центральноукраїнський національний технічний університет

Факультет будівництва, транспорту та енергетики

Кафедра електротехнічних систем та енергетичного менеджменту

Рівень вищої освіти перший (бакалаврський)

Галузь знань 14 Електрична інженерія

Спеціальність 141 Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка

Освітньо-професійна програма Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка

ЗАТВЕРДЖУЮ:

Завідувач кафедри ЕТС та ЕМ

_____ Петро ПЛЄШКОВ

« ____ » _____ 2025 р.

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

Булави Андрія Романовича
(прізвище, ім'я, по батькові)

1. Тема роботи (проекту) «Розроблення електротехнічної системи електроспоживання машинобудівного заводу.»

Development of an electrical system for power consumption of a machine-building plant»

2. Керівник роботи (проекту) Козловський Олександр Антонович, к.т.н., доц.
(прізвище, ім'я, по батькові, науковий ступінь, вчене звання)

3. Строк подання студентом роботи до захисту 2.06.2025 р.

4. Мета та завдання випускної кваліфікаційної роботи: Розроблення електротехнічної системи електроспоживання машинобудівного заводу 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

_____ Олександр КОЗЛОВСЬКИЙ

Задання прийнято до виконання

« 28 » « лютого » 2025 року

Підпис здобувача

_____ Андрій БУЛАВА

АНОТАЦІЯ

Кваліфікаційна робота: загальний обсяг 89 с., 10 рис.; 25 табл.; 11 джерел;
3-ри додатки на 20 с.

Булава А. Р. Розроблення електротехнічної системи електроспоживання машинобудівного заводу: спец. 141 «Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка» / наук. кер. О. А. Козловський ; Центральноукраїн. нац. техн. ун-т. – Кропивницький : ЦНТУ, 2025. – 89 с.

Дана кваліфікаційна робота присвячена комплексній розробці системи електроспоживання машинобудівного заводу, з дотриманням сучасних стандартів економічності та експлуатаційної надійності. В ході проектування було вирішено комплекс ключових інженерних завдань, серед яких: аналіз та розрахунок електричних навантажень, графіків електроспоживання, техніко-економічне обґрунтування схеми зовнішнього електропостачання заводу, компенсація реактивної потужності та розрахунок струмів короткого замикання. Отримані розрахункові дані стали підґрунтям для вибору основного електротехнічного обладнання для головної знижувальної підстанції (ГЗП) 35/10 кВ, а також для визначення конфігурації розподільної мережі 10 кВ заводу.

Особливу увагу в роботі приділено розробці автоматизованої системи обліку електроенергії. З цією метою було обґрунтовано архітектуру інформаційно-вимірювальної системи. В якості первинних перетворювачів для збору даних системи використано трансформатори струму серій ТФЗМ35А і ТОЛУ-10-3, а також трансформатори напруги серій НОМ-35 та НАМІ-10. Комерційний облік електроенергії реалізовано на базі лічильників Landis&Gyr ZMY405, тоді як для завдань технічного обліку обрано лічильники серії NIK 2303.

Ключові слова: розрахункове електричне навантаження, конденсаторна установка, кабельна лінія, головна знижувальна підстанція, система обліку електроенергії

ABSTRACT

Qualification work: 89 p.; 10 Fig.; 25 tables; 11 sources; 3 add. on 20 p.

Bulava A. R. Development of an electrical system for power consumption of a machine-building plant: – specialty 141 “Electric power engineering, electrical engineering and electromechanics” / supervisor O. Kozlovsky ; Central Ukrainian National Technical University - Kropyvnytskyi: CUNTU, 2025. 86 p.

This qualification work is devoted to the comprehensive development of the power consumption system of an engineering plant, in compliance with modern standards of efficiency and operational reliability. During the design, a set of key engineering tasks was solved, including: analysis and calculation of electrical loads, power consumption schedules, feasibility study of the plant's external power supply scheme, reactive power compensation, and calculation of short-circuit currents. The obtained calculation data became the basis for the selection of the main electrical equipment for the 35/10 kV main step-down substation (MS), as well as for determining the configuration of the plant's 10 kV distribution network.

Particular attention is paid to the development of an automated electricity metering system. For this purpose, the architecture of the information and measurement system was substantiated. Current transformers of the TFZM35A and TOLU-10-3 series, as well as voltage transformers of the NOM-35 and NAMI-10 series, were used as primary converters for collecting system data. Commercial electricity metering was implemented on the basis of Landis&Gyr ZMY405 meters, while NIK 2303 series meters were selected for technical metering.

Keywords: calculated electrical load, capacitor unit, cable line, main step-down substation, electricity metering system

ЗМІСТ

	стр.
ВСТУП	8
1. РОЗРАХУНОК ЕЛЕКТРИЧНИХ НАВАНТАЖЕНЬ.....	9
1.1. Силові навантаження мереж до 1000 В.....	9
1.2. Освітлювальні навантаження.....	12
1.3. Навантаження мереж вище 1000 В.....	14
1.4. Графіки електричних навантажень.....	16
2. КАРТОГРАМА ЕЛЕКТРИЧНИХ НАВАНТАЖЕНЬ ТА МІСЦЕ РОЗТАШУВАННЯ ГОЛОВНОЇ ЗНИЖУВАЛЬНОЇ ПІДСТАНЦІ....	19
3. ТЕХНІКО-ЕКОНОМІЧНЕ ОБГРУНТУВАННЯ СХЕМ ЗОВНІШНЬОГО ТА ВНУТРІШНЬОГО ЕЛЕКТРОПОСТАЧАННЯ..	21
3.1. Схема приєднання та вибір напруги живлення.....	21
3.2. Вибір напруги і схеми внутрішнього електропостачання.....	31
4. КОМПЕНСАЦІЯ РЕАКТИВНОЇ ПОТУЖНОСТІ.....	33
4.1. Розрахунок балансу реактивної потужності та вибір конденсаторних установок.....	33
4.2. Визначення кількості, потужності та місця встановлення конденсаторних установок.....	35
5. ТРАНСФОРМАТОРНІ ПІДСТАНЦІЇ.....	38
5.1. Вибір кількості та потужності трансформаторів ГЗП.....	38
5.2. Вибір кількості та потужності трансформаторів цехових трансформаторних підстанцій.....	38
5.3. Компоновка та місце розташування трансформаторних підстанцій.....	38

					КВАЛІФІКАЦІЙНА РОБОТА ЗА ПЕРШИМ (БАКАЛАВРСЬКИМ) РІВНЕМ ВИЩОЇ ОСВІТИ			
Зм.	Арк.	№ докум.	Підпис.	Дата	Літера	Аркуш	Аркушів	
Розроб.		Булава А.Р.			«Розроблення електротехнічної системи електроспоживання машинобудівного заводу. Development of an electrical system for power consumption of a machine-building plant»	Д	6	89
Перевір.		Козловський О				ЦНТУ, гр. ЕЕ-21		
Н.контр.								
Затв.		Плешков П.Г.						

6. РОЗРАХУНОК СТРУМІВ КОРОТКИХ ЗАМИКАНЬ І ВИБІР

ОБЛАДНАННЯ ЕЛЕКТРОУСТАНОВОК ТА СИЛОВИХ МЕРЕЖ....	43
6.1. Розрахунок струмів КЗ.....	43
6.2. Вибір струмопровідних пристроїв силових мереж.....	49
6.3. Вибір електрообладнання.....	51

7. СПЕЦІАЛЬНИЙ РОЗДІЛ..... 56

7.1. Цілі та завдання сучасної АСКОЕ.....	56
7.2. Обґрунтування архітектури АСКОЕ	58
7.3. Вибір каналів передачі даних	60
7.4. Вибір систем обліку електроспоживання, лічильників електроенергії.....	61
7.5. Схеми підключення КЗД, електролічильників.....	63
7.6 Вибір трансформаторів струму і напруги.....	64

ЗАГАЛЬНІ ВИСНОВКИ 68

ПЕРЕЛІК ПОСИЛАНЬ..... 69

ДОДАТКИ..... 70

Додаток А. Електричні навантаження у мережах вище 1000 В.....	71
Додаток Б. Розрахунок графіків електричних навантажень	82
Додаток В. Вибір електричного обладнання.....	86

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

ВСТУП

Машинобудівні підприємства характеризуються виробництвом складної продукції, що складається з численних деталей та складальних одиниць. Ця специфіка суттєво ускладнює технологічні процеси і, як наслідок, висуває підвищені вимоги до організації та надійності системи електропостачання.

Структурно завод поділяється на основні та допоміжні цехи. До основних виробничих цехів належать заготівельні, механообробні та складальні, де здійснюється безпосередня обробка компонентів та збирання готових виробів. Допоміжні цехи, такі як ремонтні, інструментальні, електроремонтні та експериментальні, забезпечують безперебійну роботу основного виробництва, виготовляючи необхідну для цього продукцію та оснащення.

Технологічний процес машинобудівного заводу полягає в наступному. Зі складу в заготівельне відділення поступає метал із якого виготовляють заготовки деталей машин. Далі отримані заготовки поступають у термічний цех де проводиться їх нагрів та відпуск. Зі складу шихта поступає у ливарний цех, в якому в печах опору проводиться її плавка і наступне формування заготовок. Тут же у індукційних печах проводиться плавка кольорових металів. У ковальсько-пресовому цеху отримують задану форму деталей. Фінальне механічне доведення деталей та повне складання агрегатів на потоково-механізованих лініях проводиться в механоскладальних цехах.

Основними споживачами електроенергії на заводі є металообробні верстати, випробувальні стенди, електропечі (зокрема, печі опору та індукційні), нагрівальні установки та потужні вентиляційні системи.

Підприємство працює в дві зміни. Відповідно до вимог щодо надійності електропостачання [1], його електроприймачі розподілені наступним чином: II категорія – 93,2%, III категорія – 6,8%. Електроживлення заводу передбачається від ПС енергосистеми по КЛ напругою 10 або 35 кВ довжиною 3,8 км. Розрахункове значення надперехідного струму короткого замикання на шинах 35 кВ живильної підстанції в максимальному режимі роботи ЕС становить 6,8 кА.

Метою даної роботи є комплексне розроблення системи електропостачання машинобудівного заводу, що враховує специфіку його технологічних процесів та вимоги до надійності живлення електроприймачів.

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

1. РОЗРАХУНОК ЕЛЕКТРИЧНИХ НАВАНТАЖЕНЬ

1.1 Силові навантаження мереж до 1000 В

Для визначення електричних навантажень силових мереж (до 1000 В) машинобудівного заводу застосовано метод впорядкованих діаграм [2-4]. Нижче детально розглянуто методику розрахунку електронавантажень інструментального цеху механоскладального корпусу заводу. Для інших споживачів зводу розрахунок виконано у вигляді табл. 1.1.

Активна складова середньозмінного навантаження електроприймачів інструментального цеху:

$$P_{сз} = \sum_{j=1}^n P_{сз.ср.j} = \sum_{i=1}^6 (44,2 + 16,8 + 0,5 + 120,6 + 140,0 + 98,0) = 420,1 \text{ кВт},$$

де $P_{сз.ср.j}$ – активна складова середнього навантаження j -ї групи однотипних ЕП за найбільш завантажену зміну, кВт. Для вентиляторів (1-ша група) складе:

$$P_{сз.1} = k_{в.1} P_{\Sigma.1} = 0,65 \cdot 68 = 44,2 \text{ кВт},$$

$k_{в.1}$ – коефіцієнт використання встановленої активної потужності 1-ї групи електроприймачів, визначається за таблицями в [2-4];

$P_{\Sigma.1}$ – сумарна встановлена активна потужність вентиляторів у цеху, кВт.

Реактивна складова середньозмінного навантаження електроприймачів інструментального цеху:

$$Q_{сз} = \sum_{i=1}^n Q_{сз.ср.j} = \sum_{i=1}^7 (33,2 + 45,0 + 0,8 + 141,0 + 86,8 + 73,5) = 380,2 \text{ кВт},$$

де $Q_{сз.ср.j}$ – реактивна складова навантаження j -го групи однотипних ЕП за найбільш завантажену зміну, квар. Для вентиляторів (1-ша група) складе:

$$Q_{сз.1} = \text{tg}\varphi \cdot P_{сз.1} = 0,75 \cdot 44,2 = 33,2 \text{ кВт}.$$

Активна складова розрахункового навантаження інструментального цеху:

$$P_p = k_p P_{сз} = 1,29 \cdot 420,1 = 540,8 \text{ кВт},$$

де k_p – розрахунковий коефіцієнт активної потужності, визначаємо за табл. [3] для значень $k_b = 0,32$ і $n_{\text{еф}} = 25$ шт.

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

Коефіцієнт використання для електроспоживачів інструментального цеху:

$$k_B = \frac{\sum_1^n P_{сз}}{\sum_1^n P_{\Sigma, \text{ном}, j}} = \frac{420,1}{68,0 + 56,0 + 4,7 + 754,0 + 280,0 + 140,0} = 0,32,$$

$P_{\Sigma, \text{ном}, j}$ – встановлена потужність j -го електроспоживача цеху, кВт;

Ефективне число електроспоживачів інструментального цеху при $m \geq 3$ визначаємо за формулою:

$$n_{\text{еф}} = \frac{2 \sum_{i=1}^n P_{\text{ном}, i}}{P_{\text{макс. ном}}} = \frac{2 \cdot 1302,7}{105} = 25 \text{ шт.};$$

де m – відношення максимальної $P_{\text{макс. ном}}$ до мінімальної $P_{\text{мін. ном}}$ активної номінальної потужностей електроприймачів, що встановлені в цеху

$$m = P_{\text{макс. ном}} / P_{\text{мін. ном}} = 105 / 2,2 > 3,$$

Реактивна складова розрахункового навантаження інструментального цеху, за умови, що $n_{\text{еф}} > 10$:

$$Q_p = Q_{\text{зм}} = 380,2 \text{ квар},$$

Повне розрахункове навантаження інструментального цеху:

$$S_p = \sqrt{P_p^2 + Q_p^2} = \sqrt{540,8^2 + 380,2^2} = 661,1 \text{ кВА}.$$

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

Таблиця 1.1 – Визначення електричних навантажень у мережі 0,4 кВ машинобудівного заводу

№ п/п	Назва підрозділів заводу та груп однотипних електроприймачів	Кільк. ЕП	Установлена активна потужність, кВт		m	k _v	cosφ	tgφ	Середнє навантаження за зміну		n _c	k _m	Розрахункова потужність,				
			P _{мін} - P _{макс}	сумарна					P _{с.з.} , кВт	Q _{с.з.} , квар			P _p , кВт	Q _p , квар	S _p , кВА		
1.	Інструментальний цех																
	Вентилятори	6	4,0 – 15,0	68,0		0,65	0,80	0,75	44,2	33,2							
	Зварювальні апарати	4	12,0 – 30,0	56,0		0,30	0,35	2,68	16,8	45,0							
	Кран-балка ТВ=40%	1	4,7 – 5,0	4,7		0,10	0,50	1,73	0,5	0,8							
	Металообробні верстати	50	2,2 – 47,0	754,0		0,16	0,65	1,17	120,6	141,0							
	Печі опору	4	35,0 – 105,0	280,0		0,50	0,85	0,62	140,0	86,8							
	Установки в/ч нагріву	2	70,0 – 70,0	140,0		0,70	0,80	0,75	98,0	73,5							
	Всього по цеху	67	2,2 – 105,0	1302,7	48	0,32	0,74	0,91	420,1	380,2	25	1,29	540,8	380,2	661,1		
2.	Ремонтно-механічний цех	98	3,0 – 75,0	1297,7	25	0,27	0,61	1,31	346,1	454,6	35	1,26	436,5	454,6	630,2		
3.	Збиральний цех	76	2,2 – 40,0	2503,0	18	0,29	0,75	0,87	723,3	628,3	76	1,12	813,7	628,3	1028,1		
4.	Механічний цех	140	3,0 – 110,0	2208,4	37	0,28	0,61	1,31	609,4	797,5	40	1,23	747,3	797,5	1092,9		
5.	Заготівельно-пресовий цех	148	1,6 – 130,0	4602,5	81	0,23	0,69	1,06	1067,2	1131,8	71	1,16	1238,0	1131,8	1677,4		
6.	Ковальський цех	125	3,0 – 320,0	4454,0	107	0,50	0,80	0,74	2231,3	1652,0	28	1,15	2572,6	1652,0	3057,3		
7.	Склад металу	8	4,7 – 5,0	39,4	1	0,06	0,50	1,73	2,4	4,2	8	3,01	7,4	4,6	8,7		
8.	Цех металевих конструкцій	106	1,1 – 120,0	2765,0	109	0,34	0,56	1,50	939,9	1406,5	46	1,16	1094,6	1406,5	1782,3		
9.	Ливарний цех	70	3,0 – 220,0	1878,0	73	0,60	0,81	0,74	1118,8	823,9	17	1,16	1303,0	823,9	1541,6		
10.	Склад шихти	2	4,0 – 15,0	38,0	4	0,05	0,50	1,73	1,9	3,3	2	6,21	11,8	3,6	12,3		
11.	Деревообробний цех	45	2,2 – 7,0	707,2	44	0,19	0,59	1,38	137,2	189,7	15	1,67	229,4	189,7	297,6		
12.	Столярний цех	29	2,3 – 3,0	389,3	41	0,41	0,75	0,87	159,8	139,6	8	1,52	243,6	153,6	288,0		
13.	Склад лісу	10	2,2 – 108,0	236,8	49	0,58	0,80	0,75	137,8	103,8	4	1,49	204,7	114,2	234,4		
14.	Склад готової продукції	14	2,2 – 7,0	43,0	3	0,40	0,76	0,85	17,3	14,6	12	1,40	24,2	14,6	28,2		
15.	Склад моделей та деталей	6	2,2 – 3,0	16,4	1	0,49	0,79	0,78	8,0	6,2	6	1,50	12,0	6,9	13,9		
16.	Термічний цех	54	4,7 – 195,0	1834,6	41	0,63	0,90	0,48	1153,4	556,3	19	1,13	1308,8	556,3	1422,1		
17.	Мотовозне дело	44	4,0 – 15,0	423,0	4	0,29	0,56	1,50	120,8	181,0	44	1,20	145,2	181,0	232,0		
18.	Насосна станція	12	4,0 – 55,0	253,0	14	0,70	0,80	0,75	176,7	132,5	9	1,17	207,5	145,8	253,6		
19.	Компресорна	22	3,0 – 200,0	1285,0	67	0,70	0,80	0,75	898,4	673,8	13	1,13	1018,8	673,8	1221,5		
20.	Адмін. побутовий корпус	65	0,3 – 30,0	230,8	100	0,55	0,96	0,29	127,2	36,8	15	1,21	154,0	36,8	158,3		
21.	Побутові приміщення	43	0,3 – 11,0	87,2	37	0,50	0,72	0,98	43,7	42,6	16	1,24	54,0	42,6	68,8		
22.	Лабораторія	42	1,1 – 30,0	351,0	27	0,52	0,80	0,75	184,2	138,2	23	1,17	214,7	138,2	255,3		
	Всього на напрузі 0,4 кВ (силова)	1226	0,30 – 320,0	26946,0	>3	0,39	0,75	0,89	10624,9	9497,6	168	1,05	11122,1	9497,6	14625,5		

1.2 Освітлювальні навантаження

Освітлювальне навантаження для всіх підрозділів заводу розраховано за методом питомої освітлювальної потужності [4]. Для інструментального цеху заводу виконано детальний розрахунок, а для решти цехів та підрозділів – у таблиці 1.2. Як джерела світла для розрахунку попередньо обрано дугові ртутні лампи (ДРЛ) номінальною потужністю 400 Вт.

Загальна встановлена активна потужність освітлювальних електроприладів інструментального цеху:

$$P_B = p_0 \cdot F \cdot 10^{-3} = 20,0 \cdot 1530 \cdot 10^{-3} = 30,6 \text{ кВт},$$

p_0 – питома активна потужність освітлювального навантаження, кВт/м²;

F – площа цеху, що підлягає освітленню, м².

Активна складова розрахункової потужності, що споживається освітлювальними електроприладами інструментального цеху:

$$P_p = k_1 \cdot k_{II} \cdot P_B = 1,12 \cdot 0,85 \cdot 30,6 = 29,1 \text{ кВт},$$

де k_1 – коефіцієнт, приймаємо $k_1 = 1,12$ згідно [4];

k_{II} – коефіцієнт врахування попиту на освітлювальне навантаження, для приміщення інструментального цеху складає 0,85 [4].

Реактивна складова розрахункової потужності, що споживається освітлювальними електроприладами інструментального цеху:

$$Q_p = P_p \cdot \operatorname{tg} \varphi = 29,1 \cdot 1,73 = 50,5 \text{ квар},$$

де $\operatorname{tg} \varphi$ – коефіцієнт потужності.

Повна розрахункова потужність, що споживають освітлювальні електроприлади інструментального цеху

$$S_p = \sqrt{P_p^2 + Q_p^2} = \sqrt{29,1^2 + 50,5^2} = 58,3 \text{ кВА}.$$

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

Таблиця 1.2 – Розрахунок потужності освітлення для машинобудівного заводу

№ п/п	Назва підрозділу	F , м ²	p_0 , Вт/м	$\cos\phi$	P_y , кВт	Q_y , квар	$k_{п}$	k_1	P_p , кВт	Q_p , квар	S_p , кВА
1.	Інструментальний цех	1530,0	20,0	0,5	30,6	53,0	0,85	1,12	29,1	50,5	58,3
2.	Ремонтно-механічний цех	1764,0	18,0	0,5	31,8	55,0	0,85	1,12	30,2	52,4	60,5
3.	Збиральний цех	3105,0	20,0	0,5	62,1	107,6	0,85	1,12	59,1	102,4	118,2
4.	Механічний цех	5175,0	20,0	0,5	103,5	179,3	0,85	1,12	98,5	170,7	197,1
5.	Заготівельно-пресовий цех	3960,0	18,0	0,5	71,3	123,5	0,85	1,12	67,9	117,5	135,7
6.	Ковальський цех	6048,0	16,0	0,5	96,8	167,6	0,95	1,12	103,0	178,3	205,9
7.	Склад металу	6198,2	8,0	0,5	49,6	85,9	0,6	1,12	33,3	57,7	66,6
8.	Цех металевих конструкцій	5512,0	18,0	0,5	99,2	171,8	0,95	1,12	105,6	182,8	211,1
9.	Ливарний цех	2960,0	16,0	0,5	47,4	82,0	0,95	1,12	50,4	87,3	100,8
10.	Склад шихти	750,0	8,0	0,5	6,0	10,4	0,6	1,12	4,0	7,0	8,1
11.	Деревообробний цех	2240,0	16,0	0,5	35,8	62,1	0,95	1,12	38,1	66,0	76,3
12.	Столярний цех	1260,0	18,0	0,5	22,7	39,3	0,95	1,12	24,1	41,8	48,3
13.	Склад лісу	1620,0	8,0	0,5	13,0	22,4	0,6	1,12	8,7	15,1	17,4
14.	Склад готової продукції	3570,0	12,0	0,5	42,8	74,2	0,6	1,12	28,8	49,9	57,6
15.	Склад моделей та деталей	990,0	12,0	0,5	11,9	20,6	0,6	1,12	8,0	13,8	16,0
16.	Термічний цех	1125,0	16,0	0,5	18,0	31,2	0,95	1,12	19,2	33,2	38,3
17.	Мотовозне депо	518,0	18,0	0,5	9,3	16,1	0,8	1,12	8,4	14,5	16,7
18.	Насосна станція	168,0	12,0	0,5	2,0	3,5	0,8	1,12	1,8	3,1	3,6
19.	Компресорна	240,0	12,0	0,5	2,9	5,0	0,8	1,12	2,6	4,5	5,2
20.	Адмін. побутовий корпус	2184,0	22,0	0,9	48,0	23,3	0,8	1,20	46,1	22,3	51,3
21.	Побутові приміщення	986,0	20,0	0,9	19,7	9,6	0,8	1,20	18,9	9,2	21,0
22.	Лабораторія	756,0	22,0	0,9	16,6	8,1	0,8	1,20	16,0	7,7	17,7
	Освітлення території	163340,8	0,3	0,5	49,0	84,9	1,0	1,12	54,9	95,1	109,8
	Всього по заводу				890,0	1436,2			856,7	1382,7	1626,6

1.3 Навантаження мереж вище 1000 В

Навантаження в мережах машинобудівного заводу з напругою понад 1 кВ розраховують за тією ж методикою, що і для мереж до 1 кВ, яка детально описана в розділі 1.1. Однак, при цьому враховуються такі особливості:

- розрахунковими вузлами навантажень є вводи 10 кВ цехових підстанцій;
- попередньо визначається кількість цехових трансформаторних підстанцій, (ТП) кількість, номінальна потужність їх трансформаторів і місце їх встановлення;
- вважається, що реактивна потужність у мережі до 1 кВ скомпенсована;
- виконується розрахунок втрат у трансформаторах цехових ТП;
- знаходиться загальний підсумок навантажень по ТП.

У проєктованій системі електропостачання попередньо до встановлення в цехах приймаються КТП марки ТМЗ-1000-10/0,4. Всі трансформаторні підстанції системі електропостачання машинобудівного заводу виконуються двотрансформаторними, за виключенням ТП-9.

Виконаємо детальний розрахунок навантажень для ТП-1 від якої отримують живлення інструментальний та збиральний цехи. Розрахунок навантажень по інших цехових ПС і по заводу в цілому виконано із врахуванням встановлення конденсаторних установок і представлено у вигляді табл. А.1.

Активне навантаження на вводі 10 кВ ТП-1:

$$P_{p,тп-1} = P_{p,c} + P_{p,oc} + \Delta P_{тп-1} = 1288,0 + 88,3 + 12,5 = 1388,8 \text{ кВт},$$

де $P_{p,c}$ – активне силове навантаження на стороні НН ТП-1

$$P_{p,c} = \sum_i^{n=2} P_{p,c_i} = 540,8 + 813,7 = 1288,0 \text{ кВт};$$

$P_{p,oc}$ – активне освітлювальне навантаження по ТП-1

$$P_{p,oc} = \sum_i^{n=2} P_{p,oc_i} = 29,1 + 59,1 = 88,3 \text{ кВт};$$

$\Delta P_{тп-1}$ – активні втрати в трансформаторах ТП-1:

$$\Delta P_{тп-1} = n(\Delta p_{н.х} + \Delta p_{к.з} k_3^2) = 2(1,1 + 10,6 \cdot 0,7^2) = 12,5 \text{ кВт};$$

n – кількість трансформаторів ТП-1;

$\Delta p_{н.х}$, $\Delta p_{к.з}$ – паспортні втрати активної потужності трансформатора, ТМЗ-1000-10/0,4 відповідно, н. х. – 1,1 кВт і навантажувальні – 10,6 кВт.

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

Реактивне навантаження на стороні ВН ТП-1:

$$Q_{p.тп-1} = Q_{p.c} + Q_{oc} - Q_{пкрп} + \Delta Q_T = 1008,6 + 152,9 - 900 + 64,0 = 325,4 \text{ квар},$$

де $Q_{p.c}$ – реактивне силове навантаження на стороні НН ТП-1

$$Q_{p.c} = \sum_j^n Q_{p.c_j} = 50,5 + 102,4 = 152,9 \text{ квар};$$

Q_{oc} – реактивна потужність освітлювального навантаження ТП-1

$$Q_{p.oc} = \sum_j^{n=2} Q_{oc_j} = 50,5 + 102,4 = 152,9 \text{ квар};$$

$\Delta Q_{тп-1}$ – реактивні втрати в трансформаторах ТП-1:

$$\Delta Q = \frac{nS_{ном}}{100} (i_{н.х} + u_{к.з} k_3^2) = \frac{2 \cdot 1000}{10} (0,5 + 5,5 \cdot 0,7^2) = 64,0 \text{ квар};$$

$S_{ном}$ – номінальна повна потужність трансформатора, кВА;

$i_{н.х}$ – струм неробочого ходу, дорівнює 0,5%;

$u_{к.з}$ – напруга короткого замикання (КЗ), дорівнює 5,5%;

$Q_{кy}$ – потужність конденсаторних установок на стороні НН ТП-1, квар.

Повне максимальне навантаження на шинах 10 кВ ТП-2:

$$S_{p.тп-1} = \sqrt{P_{p.тп-1}^2 + Q_{p.тп-1}^2} = \sqrt{1388,8^2 + 325,4^2} = 1426,4 \text{ кВ}\cdot\text{А},$$

Приймаємо, що максимуми електричних навантажень окремих цехів співпадають, тому розрахунок складових електричних навантажень на шинах 35 кВ головної знижувальної підстанції (ГЗП) також виконується за методом впорядкованих діаграм.

Параметри попередньо вибраних трансформаторів ГЗП ТДНС-10000-35/10:

$$\Delta p_{н.х} = 8,0 \text{ кВт}; \quad i_{н.х} = 0,8\%;$$

$$\Delta p_{к.з} = 46,5 \text{ кВт}; \quad u_{к.з} = 6,5\%.$$

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

1.4 Графіки електричних навантажень

Графіки електричних навантажень побудовано з урахуванням числа робочих та вихідних днів, сезонів року на основі типових графіків машинобудівного заводу. При цьому було прийнята наступна кількість днів:

- робочі: зима – 147, літо – 105;
- вихідні: зима – 65, літо – 48.

Розглянемо детально розрахунок 1-го ступеню добового графіку робочої зимової доби:

$$P_{з.р.1} = \frac{n_{р.з.р.1}, \%}{100} \cdot P_p = \frac{49,0}{100} 12190 = 5973,5 \text{ кВт};$$

$$Q_{з.р.1} = \frac{n_{q.з.р.1}, \%}{100} \cdot Q_p = \frac{49,0}{100} 2074,7 = 1244,8 \text{ квар};$$

де $n_{р.з.р.1}$, $n_{q.з.р.1}$ – ордината, яка відповідає 1-му ступеню типового графіка, відповідно, активного та реактивного електричного навантаження, %.

Повна потужність 1-го ступеню добового графіку електронавантаження робочої зимової доби:

$$S_{з.р.1} = \sqrt{P_{з.р.1}^2 + Q_{з.р.1}^2} = \sqrt{5973,5^2 + 1244,8^2} = 6101,9 \text{ кВ}\cdot\text{А}.$$

Для розрахунку добових графіків літнього сезону були визначені розрахункові навантаження робочої літньої доби:

$$P_{л.р} = k_{п.р} \cdot P_p = 0,85 \cdot 12190,9 = 10369,1 \text{ кВт};$$

$$Q_{л.р} = k_{п.р} \cdot Q_p = 85 \cdot 2074,7 = 1763,5 \text{ квар}.$$

Розрахунки інших ступенів добового графіку робочої зимової доби та інших графіків представлені у табл. Б.1-Б.4. На рис. 1.1 представлено добові графіки для активної, реактивної та повної потужностей.

Використовуючи добові графіки, шляхом сортування та підсумовування ступенів однакової тривалості були побудовані річні графіки активного, реактивного та повного навантажень за тривалістю. У табл. Б.5 представлено вихідні дані та результати розрахунку річних графіків навантажень за тривалістю, тоді як сам графік показано на рис. 1.2.

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

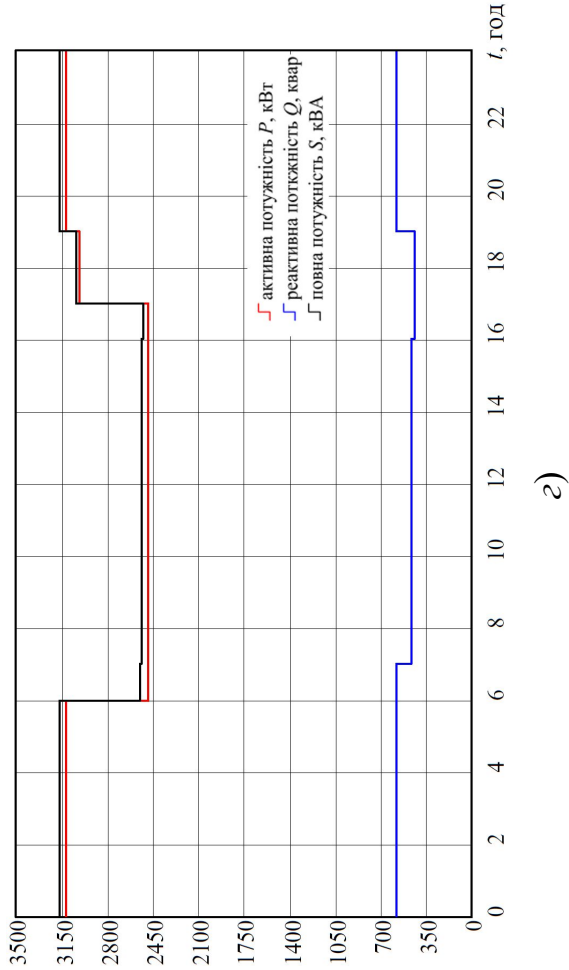
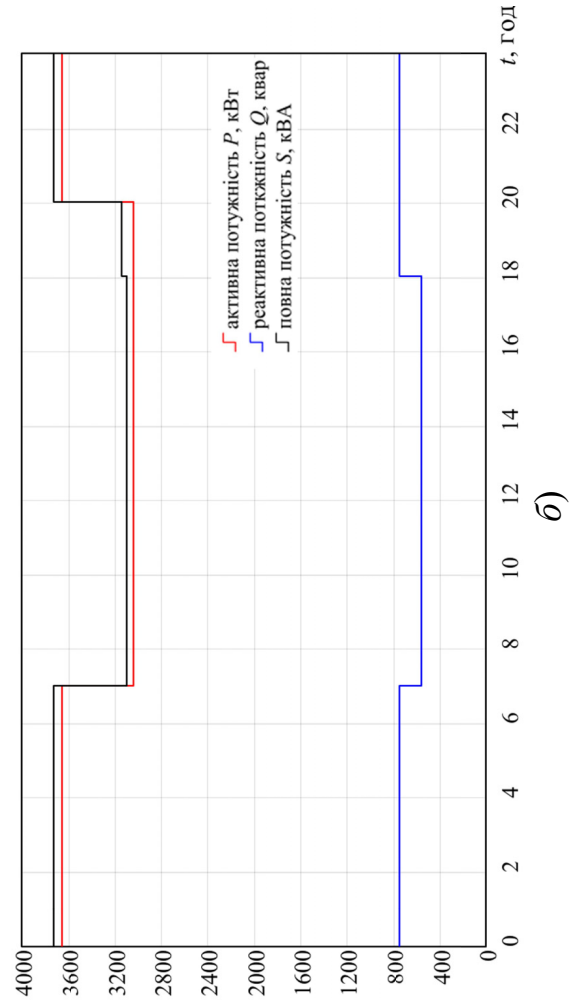
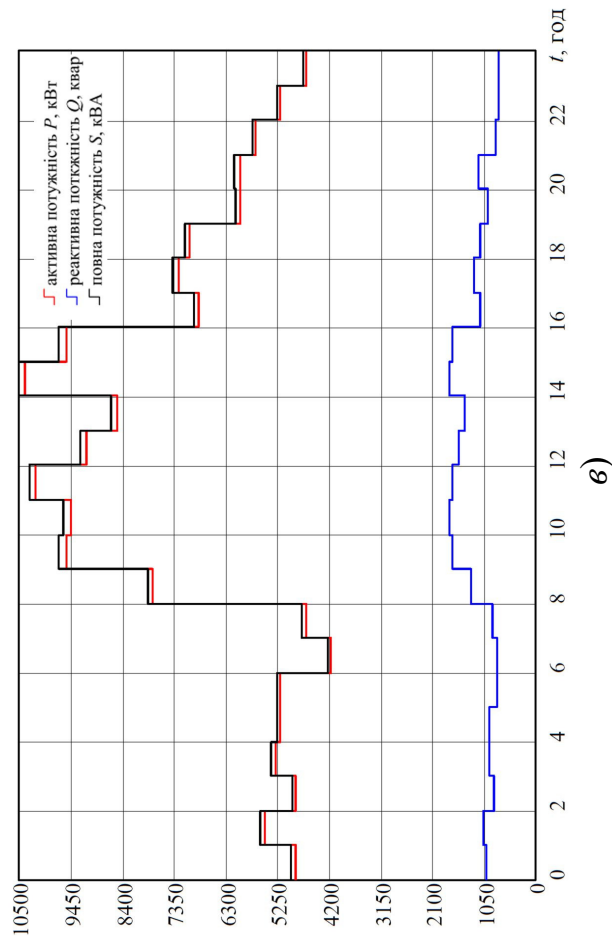
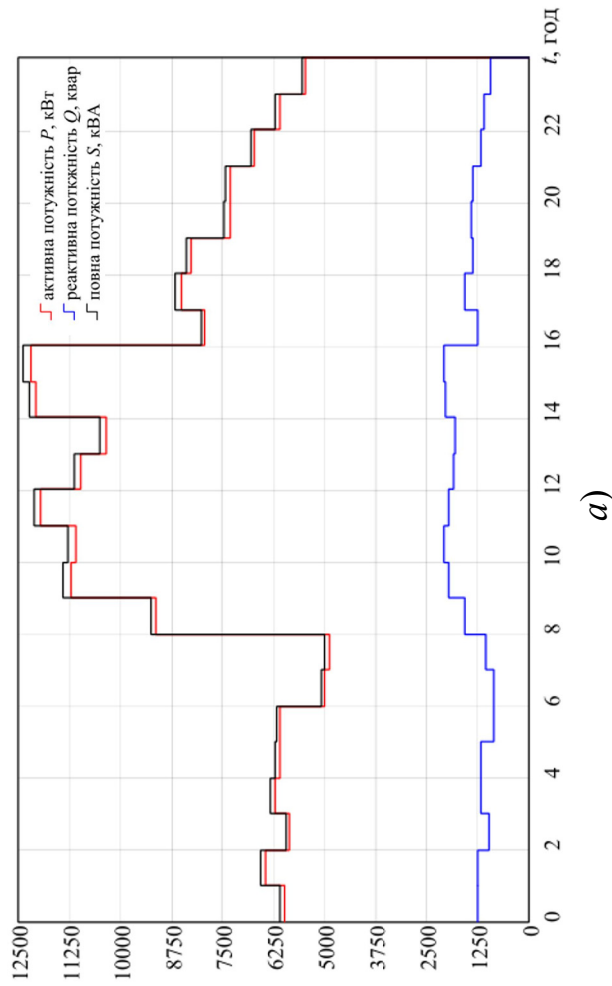
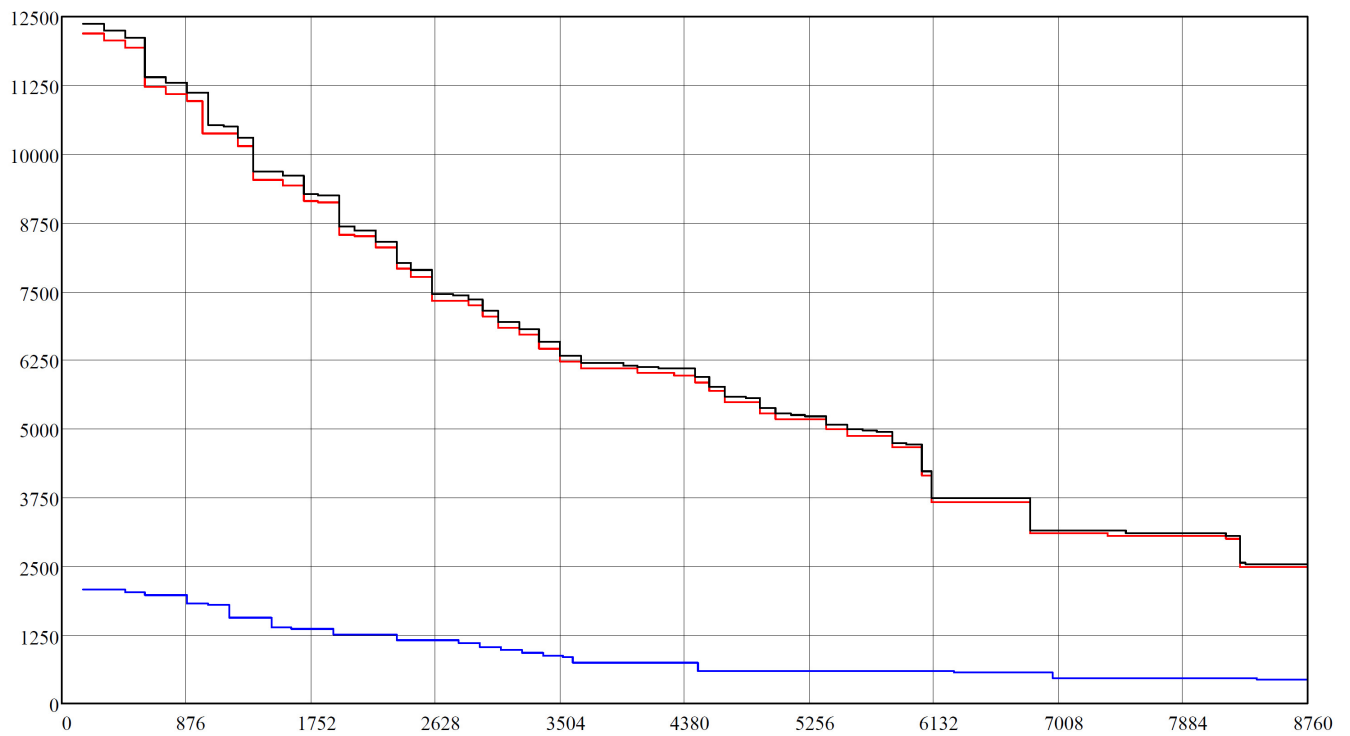


Рисунок 1.1 – Графіки електроспоживання машинобудівного заводу на шинях 35 кВ ГЗП:
 а) робоча зимова доба; б) вихідна зимова доба; в) робоча літня доба; г) вихідна літня доба

Зм.	Арк.	№ докум.	Підпис.	Дата



— активна потужність P , кВт
— реактивна потужність Q , квар
— повна потужність S , кВА

Рисунок 1.2 – Річні графіки за тривалістю $P(t)$, $Q(t)$, $S(t)$

За річним графіком на шинах 35 кВ ГЗП розраховуємо:

- річні витрати активної та реактивної електроенергії:

$$W_p = \sum_{j=1}^n \left[147P_{3,p_j} + 65P_{3,v_j} + 105P_{л,p_j} + 48P_{л,v_j} \right] = 53930,5 \text{ МВт}\cdot\text{год};$$

$$V_p = \sum_{j=1}^n \left[147Q_{3,p_j} + 65Q_{3,v_j} + 105Q_{л,p_j} + 48Q_{л,v_j} \right] = 9555,3 \text{ Мвар}\cdot\text{год},$$

- річне число годин використання максимуму навантаження

$$T_{\max} = \frac{\sqrt{W_p^2 + V_p^2}}{S_p} = \frac{\sqrt{53930,5^2 + 9555,3^2}}{12366,2} = 4429,1 \text{ год};$$

- річну тривалість максимальних втрат

$$\tau = \left[0,124 + \frac{T_{\max}}{10000} \right]^2 \cdot 8760 = \left[0,124 + \frac{4429,1}{10000} \right]^2 \cdot 8760 = 2815,3 \text{ год}.$$

Зм.	Арк.	№ докум.	Підпис.	Дата

2. КАРТОГРАМА ЕЛЕКТРИЧНИХ НАВАНТАЖЕНЬ ТА МІСЦЕ РОЗТАШУВАННЯ ГОЛОВНОЇ ЗНИЖУВАЛЬНОЇ ПІДСТАНЦІЇ

Для обґрунтованого вибору місця розташування ГЗП на генеральному плані заводу формується картограма розподілу електричних навантажень. Ця картограма створюється шляхом нанесення на генплан умовних позначень для кожного цеху у вигляді кіл з радіусом R . Площа ($\pi \cdot R^2$) кожного такого кола в прийнятому масштабі відображає величину сумарного активного навантаження відповідного цеху. Додатково, на кожному колі виділяється сектор, площа якого пропорційна частці освітлювального навантаження в структурі електроспоживання даного цеху. Такий графічний аналіз дозволяє не тільки візуалізувати концентрацію та розподіл потужностей по території заводу, але й слугує основою для визначання координат центру електричних навантажень (ЦЕН), що є ключовим для оптимального розміщення ГЗП.

Розглянемо детальний розрахунок картограми для інструментального цеху:
- радіус кола:

$$r = \sqrt{\frac{P_{\text{р.сум}}}{\pi \cdot m}} = \sqrt{\frac{570,0}{3,14 \cdot 1}} = 13,5 \text{ мм};$$

де m – масштаб кола, приймаємо рівним 1 кВт/мм².

- центральний кут α :

$$\alpha_i = 360 \frac{P_{\text{осв.р}}}{P_{\text{р}\Sigma}} = 360 \frac{29,1}{570,0} = 18,4^\circ.$$

Для інших цехів розрахунок картограми навантажень виконано в табличній формі (табл. 2.1).

Координати ЦЕН машинобудівного заводу:

$$x_0 = \frac{\sum_{j=1}^{n=22} x_j P_j}{\sum_{j=1}^{n=22} P_j} = \frac{3224323,3}{13384,3} = 192,73 \text{ м};$$

$$y_0 = \frac{\sum_{j=1}^{n=22} y_j P_j}{\sum_{j=1}^{n=22} P_j} = \frac{3016643,0}{13384,3} = 180,3 \text{ м},$$

де x_j та y_j – координати j -го підрозділу на генплані заводу;

P_j – активне розрахункове навантаження j -го підрозділу, кВт.

Так як розрахунковий ЦЕН заводу виявився на території цеху, тому він був перенесений у напрямку джерела живлення в точку з координатами $x_0 = 305,5$ м, $y_0 = 162$ м.

						Арк.
Зм.	Арк.	№ докум.	Підпис.	Дата		19

Таблиця 2.1 – Розрахунок картограми навантажень

№ п/п	Назва підрозділу	Розрахункові навантаження підрозділів, кВт			Радіус кола, мм	Координати центру кола для підрозділу, м		Центральний кут сектора, °	Добутки, кВт·м	
		$P_{р.і}$	$P_{ос.р.і}$	$P_{сум.і}$		x_j	y_j		$P_j \cdot x_j$	$P_j \cdot y_j$
1.	Інструментальний цех	540,8	29,1	570,0	11,0	64,4	176,8	18,4	36706,7	100772,5
2.	Ремонтно-механічний цех	436,5	30,2	466,7	10,0	64,4	267,8	23,3	30054,5	124978,1
3.	Збиральний цех	813,7	59,1	872,8	13,6	94,9	168,4	24,4	82829,5	146981,0
4.	Механічний цех	747,3	98,5	845,8	13,4	94,9	258,9	41,9	80266,5	218977,7
5.	Заготівельно-пресовий цех	1238,0	67,9	1305,9	16,7	128,4	225,4	18,7	167677,5	294349,8
6.	Ковальський цех	2572,6	103,0	2675,6	23,8	192,3	227,4	13,9	514508,3	608420,1
7.	Склад металу	7,4	33,3	40,7	2,9	224,4	228,0	294,9	9127,0	9273,4
8.	Цех металевих конструкцій	1094,6	105,6	1200,2	16,0	293,1	258,3	31,7	351777,8	310011,0
9.	Ливарний цех	1303,0	50,4	1353,4	17,0	384,5	290,5	13,4	520363,4	393148,4
10.	Склад шихти	11,8	4,0	15,8	1,8	384,5	241,7	91,7	6085,1	3825,1
11.	Деревообробний цех	229,4	38,1	267,5	7,5	500,0	297,1	51,3	133749,8	79474,1
12.	Столярний цех	243,6	24,1	267,7	7,5	562,2	297,1	32,5	150499,1	79532,7
13.	Склад лісу	204,7	8,7	213,4	6,7	623,6	294,9	14,7	133089,6	62938,0
14.	Склад готової продукції	24,2	28,8	53,0	3,4	702,3	289,1	195,7	37192,9	15310,3
15.	Склад моделей та деталей	12,0	8,0	20,0	2,1	487,9	242,1	143,5	9773,9	4849,9
16.	Термічний цех	1308,8	19,2	1328,0	16,8	370,2	176,8	5,2	491608,1	234782,1
17.	Мотовозне депо	145,2	8,4	153,5	5,7	245,0	92,5	19,6	37617,2	14202,4
18.	Насосна станція	207,5	1,8	209,4	6,7	178,8	102,3	3,1	37432,9	21417,1
19.	Компресорна	1018,8	2,6	1021,4	14,7	126,2	106,3	0,9	128901,5	108575,5
20.	Адмін. побутовий корпус	154,0	46,1	200,1	6,5	837,0	370,9	83,0	167492,8	74221,1
21.	Побутові приміщення	54,0	18,9	72,9	3,9	235,7	364,8	93,5	17183,9	26596,0
22.	Лабораторія	214,7	16,0	230,7	7,0	348,5	364,2	24,9	80385,4	84006,7
	Підсумок			13384,3					3224323,3	3016643,0

3. ТЕХНІКО-ЕКОНОМІЧНЕ ОБҐРУНТУВАННЯ СХЕМ ЗОВНІШНЬОГО ТА ВНУТРІШНЬОГО ЕЛЕКТРОПОСТАЧАННЯ

3.1 Схема приєднання та вибір напруги живлення

Ефективність та економічність системи електропостачання машинобудівного заводу значною мірою залежать від обґрунтованого вибору рівня напруги та оптимальної конфігурації схеми приєднання до енергосистеми. Адже саме ці проектні рішення визначають не тільки початкові капіталовкладення в інфраструктуру, але й подальші експлуатаційні витрати, а також ступінь безперебійності живлення підприємства.

При виборі схеми приєднання заводу до енергосистеми до уваги беруться такі ключові чинники:

- розрахункова величина сумарного електричного навантаження заводу;
- віддаленість заводу від наявних вузлів енергосистеми або підстанцій, що можуть слугувати джерелами живлення;
- характер територіального розподілу основних груп споживачів електроенергії на генеральному плані заводу;
- вимоги до надійності електропостачання, зумовлені категорійністю технологічних процесів.

Номінальна напруга для схеми приєднання обирається шляхом визначення найбільш доцільного стандартного її значення, яке б не тільки повною мірою відповідало всім технічним вимогам проекту, але й забезпечувало б найменші приведені витрати впродовж усього терміну експлуатації.

На основі аналізу розглянутих чинників, а також вимог до надійності електропостачання машинобудівного заводу, до подальшого розгляду приймаються такі варіанти схеми зовнішнього електропостачання:

1) заводу підключається до підстанції енергосистеми двома паралельними кабельними лініями (КЛ) з номінальною напругою 35 кВ, довжиною 4,3 км кожна. На території підприємства споруджується ГЗП 35/10 кВ, на якій встановлюються два знижувальні трансформатори потужністю по 10 МВ·А кожний. Для підвищення експлуатаційної гнучкості та забезпечення можливості виведення в ремонт однієї з КЛ без переривання, на стороні 35 кВ передбачається секційна перемичка із роз'єднувачів (рис. 3.1, а).

						Арк.
Зм.	Арк.	№ докум.	Підпис.	Дата		21

2) живлення заводу забезпечується від тієї ж ПС енергосистеми двома паралельними КЛ 10 кВ, довжиною 4,3 км кожна. У цьому випадку на території заводу будується центральна розподільна установка (ЦРУ) 10 кВ, що призначений для прийому електроенергії та її подальшого розподілу між цеховими підстанціями (рис. 3.1, б).

Обґрунтування остаточного проектного рішення щодо схеми зовнішнього електропостачання виконується шляхом детального техніко-економічного порівняння розглянутих варіантів. Ключовим критерієм вибору є мінімум зведених річних витрат, які охоплюють як капітальні інвестиції (вартість будівництва ліній, підстанційного обладнання), так і щорічні експлуатаційні витрати (вартість втрат електроенергії в КЛ і трансформаторах ГЗП, витрати на обслуговування та ремонти, тощо).

3.1.1. Вибір елементів схеми приєднання

Варіант №1.

Нижче наведено розрахунки для обґрунтування вибору у КЛ-1, КЛ-2, що з'єднують підстанцію енергосистеми з ГЗП заводу.

Розрахунковий струм ліній:

- у нормальному режимі роботи

$$I_p = \frac{S_p}{n\sqrt{3}U_{ном}} = \frac{12366,1}{2\sqrt{3} \cdot 36,8} = 97,1 \text{ А};$$

- у після аварійному режимі роботи схеми приєднання:

$$I_p = \frac{S_p}{n\sqrt{3}U_{ном}} = \frac{12366,1}{\sqrt{3} \cdot 36,8} = 194,2 \text{ А}.$$

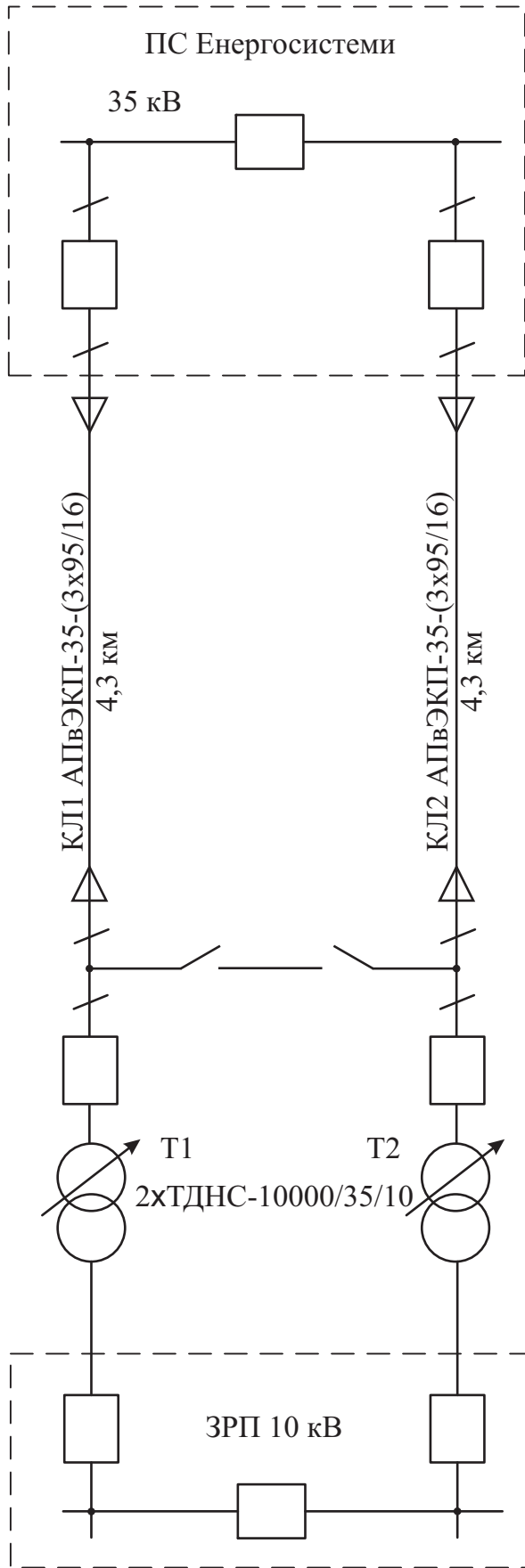
Попередньо приймаємо до прокладання дві КЛ із кабелів з алюмінієвими жилами (А), ізоляцією зі зшитого поліетилену (Пв), з мідним екраном по ізольованій жилі (Е), броньованого сталевими оцинкованими дротинами (К), зовнішньою оболонкою з поліетилену, марки АПвЕКП-35-(3x95/16) [7]. Допустимий тривалий струм якого $I_d = 204 \text{ А}$ та погонні втрати активної потужності $\Delta P_{кз} = 36,1 \text{ кВт/км}$.

Допустимий струм КЛ АПвЕКП-35-(3x95/16) для конкретних умов:

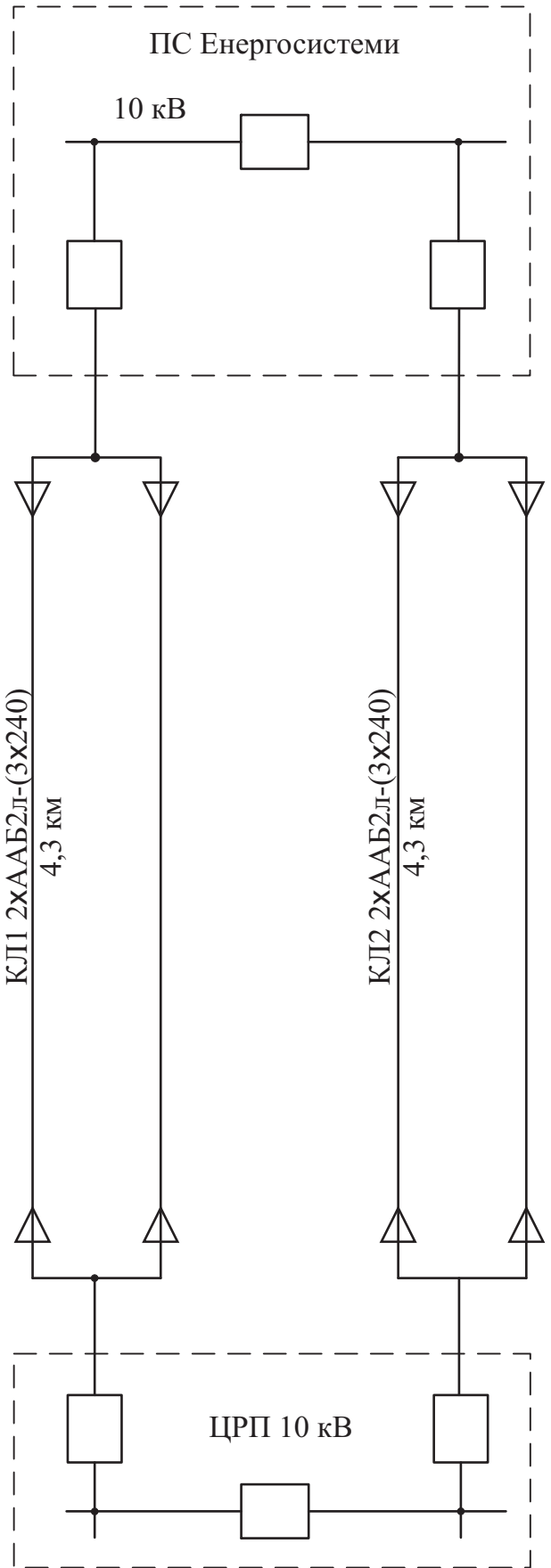
$$I'_d = k_{г.пр} \cdot k_{т.гр} \cdot k_{п.гр} \cdot k_{з.е} \cdot I_d = 1,0 \cdot 1,04 \cdot 0,94 \cdot 1,035 \cdot 204 = 206,4 \text{ А}.$$

де $k_{г.пр}$ – коригувальний коефіцієнт щодо глибини прокладання кабелю у землі, приймаємо згідно [7] при глибині прокладання 0,8 м;

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



а)



б)

Рисунок 3.1 - Схеми зовнішнього електропостання заводу

Зм.	Арк.	№ докум.	Підпис.	Дата

$k_{т.гр}$ – коригувальний коефіцієнт на температуру ґрунту 15 °С на глибині 0,8 м для найтеплішого місяця року – червня [7];

$k_{п.гр}$ – коригувальний коефіцієнт для групової прокладки кабелів приймаємо згідно [7], при відстані між центрами кабелів 0,8 м;

$k_{з.е}$ – коригувальний коефіцієнт для кабельних ліній, що заземлені з одного боку або мають перехресне з'єднання екранів [7];

Рівень завантаження КЛ у штатному режимі роботи:

$$k_3 = \frac{I_p}{n \cdot I'_{доп}} = \frac{194,2}{2 \cdot 206,4} = 0,47.$$

При виході з ладу однієї КЛ, та, що залишилась у роботі забезпечить живлення електроприймачів без перевантаження:

$$I_p = 194,2 < I'_д = 206,4, \text{ А.}$$

Таким чином, попередньо обрані кабельні лінії марки АПвЕПГ-35-(3x95/16) відповідають усім встановленим критеріям вибору. Це дозволяє вважати їх технічно прийнятними та використовувати в подальших розрахунках.

Розглянемо вибір силових трансформаторів 35/10 кВ для ГЗП заводу. Зважаючи на наявність споживачів II-ї категорії за надійністю електропостачання на ГЗП передбачається встановлення двох силових трансформаторів. Таке рішення дозволить забезпечити їх безперебійне живлення в разі аварійного відключення одного з трансформаторів або проведення планових ремонтних робіт:

$$S_{т.ном} \geq \frac{S_{рл,II}}{n \cdot k_3} = \frac{0,932 \cdot 12232,9}{2 \cdot 0,7} = 8143,6 \text{ кВ}\cdot\text{А.}$$

де $S_{рл,II}$ – розрахункове навантаження споживачів II-ї категорії, за надійністю електропостачання складає 93,2% від S_p (згідно завдання).

Приймаємо до розгляду трансформатор ТДНС-10000/35/10. Його рівень завантаження складе:

- у штатному режимі

$$k_3 = \frac{S_p}{n \cdot S_{ном}} = \frac{12232,8}{2 \cdot 10000} = 0,612.$$

- у після аварійному режимі роботи

$$k_{з.пав} = \frac{S_p}{S_{ном}} = \frac{12232,8}{10000} = 1,22.$$

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

Можливість роботи трансформатора в режимі перевантаження:

$$1,4S_{\text{НОМ.Т}} \geq S_p;$$

$$1,4 \cdot 10000 = 14000 > 12232,8 \text{ кВ}\cdot\text{А}.$$

Отже, трансформатори ТДНС-10000/35/10 забезпечують необхідний коефіцієнт аварійного перевантаження, тому приймаємо їх до установки.

Варіант №2.

Розрахунковий струми навантаження у КЛ-1, КЛ-2:

- нормальний режим роботи

$$I_p = \frac{S_p}{\sqrt{3}U_{\text{НОМ}}} = \frac{12232,9}{2\sqrt{3} \cdot 10,5} = 336,7 \text{ А}.$$

- післяаварійний режим роботи схеми приєднання

$$I_p = \frac{S_p}{n\sqrt{3}U_{\text{НОМ}}} = \frac{12232,9}{\sqrt{3} \cdot 10,5} = 673,4 \text{ А}.$$

Попередньо приймаємо до прокладання чотири кабельні лінії площею перерізу 240 мм² кожна, виконані кабелем марки ААБ2Л-(3х240) з тривалим допустимим навантаженням $I_{\text{доп}} = 314 \text{ А}$ і з втратами потужності $\Delta P_{\text{кз}} = 57 \text{ кВт/км}$.

Для забезпечення тривалої та надійної експлуатації КЛ, їх допустиме струмове навантаження визначається з урахуванням конкретних умов прокладання, які впливають на процеси тепловіддачі:

$$I'_d = k_{\text{с.з}} \cdot I_d = 0,84 \cdot 314 = 263,8 \text{ А}.$$

де $k_{\text{с.з}}$ – коефіцієнт зниження допустимого навантаження, за умови прокладання 4-х кабелів поряд у одній траншеї [1].

Завантаження КЛ-1 (КЛ-2) у штатному режимі роботи:

$$k_3 = \frac{I_p}{n \cdot I'_d} = \frac{673,4}{4 \cdot 263,8} = 0,64.$$

У післяаварійному режимі кабельна лінія, що залишається в роботі, забезпечує електроенергією всіх споживачів заводу:

$$I_{\text{р.а}} = nI'_{\text{доп}} k_{\text{а.п}} = 2 \cdot 263,8 \cdot 1,35 = 712,2 > I_p = 673,4 \text{ А}.$$

де $k_{\text{а.п}}$ – коефіцієнт допустимого аварійного перевантаження кабельної лінії на час ліквідації аварії.

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

Таким чином, попередньо скомбіновані КЛ-1 та КЛ-2 з двох кабелів марки ААБ2л-(3х240) кожна, відповідають усім встановленим критеріям перевірки. Це дозволяє вважати їх технічно прийнятними та використовувати в подальших розрахунках.

3.1.2. Вибір схеми електропостачання

Остаточний вибір оптимального варіанта схеми електропостачання ґрунтується на техніко-економічному порівнянні, ключовим показником якого є мінімум приведених річних витрат. Приведені витрати для кожного з варіантів розраховуються за формулою:

$$ПВ_1 = E_n \cdot K + C + B + Z, \quad (3.1)$$

де E_n – нормативний коефіцієнт економічної ефективності капіталовкладень, для даного типу проектів приймається, $E_n = 0,12$;

C – річні поточні витрати на експлуатацію та обслуговування елементів схеми (включаючи амортизацію та ремонт, персонал), грн./рік;

K – сумарні капітальні вкладення в реалізацію варіанта схеми, тис. грн.;

B – річна вартість технологічних втрат електроенергії в мережевих елементах варіанта, тис. грн/рік;

Z – середньорічні економічні збитки від перерв в електропостачанні, що визначаються рівнем надійності розглядуваного варіанта схеми, тис. грн/рік.

Приведені витрати для першого варіанта:

$$ПВ_1 = E_n \cdot K + C + B + Z = 0,12 \cdot 18103,8 + 2488,3 + 4328,0 + 153,5 = 8142,3 \text{ тис. грн.},$$

Перевага надається тому варіанту схеми електропостачання, який задовольняє всім технічним вимогам (зокрема, щодо надійності та якості електроенергії) та характеризується найменшим значенням розрахункових приведених витрат. Такий підхід дозволяє об'єктивно оцінити економічну перевагу одного проектного рішення над іншим, враховуючи як початкові інвестиції, так і довгострокові фінансові наслідки його експлуатації.

Капітальні вкладення в схему приєднання

Капітальні вкладення для кожного розглянутого варіанта схеми електропостачання розраховуються на основі укрупнених показників вартості основних елементів, таких як кабельні лінії, силове обладнання ГЗП та ЦРУ. Ця оцінка є необхідною складовою для подальшого техніко-економічного порівняння альтернатив.

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

Підсумкові розрахункові значення капітальних вкладень для обох варіантів наведено в табл. 3.1.

Таблиця 3.1 – Підсумкові капітальні вкладення за варіантами

№ Вар.	Найменування та марка елемента схеми приєднання	Одиниця вимірювання	Кількість	Вартість одиниці, тис. грн.	Вартість всього, тис. грн.
I	Вимикач вакуумний 35 кВ	шт.	2	264,8	529,7
	Роз'єднувач 35 кВ	шт.	4	30,2	121,0
	ВРУ 35 кВ	шт.	1	1606,4	1606,4
	Трансформатор ТДНС-10000/35/10	шт.	2	2261,1	4522,2
	Кабель АПВЕКП-35-(3x95/16)	км	8,6	1316,8	11324,5
	Всього				18103,8
II	Шафи КРУ з вимикачами 10 кВ	шт.	2	245,9	491,8
	Кабель ААБ2л-(3x240)	км	17,2	734,4	12631,7
	Всього				13123,5

Поточні витрати на схему приєднання

Річні поточні витрати для кожного із варіантів схеми приєднання визначаються укрупнено і традиційно складаються з двох основних компонентів: амортизаційних відрахувань A та сукупних експлуатаційних витрат E , що включають витрати на обслуговування, поточні ремонти та інші пов'язані затрати.

На прикладі вакуумних вимикачів 35 кВ (варіант 1), ці складові поточних витрат розраховуються як відповідні відсоткові частки від балансової вартості даного обладнання, згідно з галузевими нормативами:

$$C_{1.1} = A_{1.1} + E_{1.1} = \frac{K_{1.1} \cdot H_a}{100} + \frac{K_{1.1} \cdot H_e}{100} = \frac{529,7 \cdot 0,15}{100} + \frac{529,7 \cdot 0,15}{100} = 98,4 \text{ тис. грн.},$$

де K_j – вартість елемента схеми j -го варіанту, тис. грн.;

H_a – норма річних амортизаційних відрахувань на повне відновлення, %;

H_e – норма річних відрахувань на всі види експлуатаційних потреб (технічне обслуговування, поточний ремонт тощо), %.

Розрахунок поточних витрат для всіх інших елементів схем приєднання за кожним із розглянутих варіантів узагальнено та представлено в табл. 3.2.

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

Таблиця 3.2 – Поточні витрати на схему приєднання

№ вар.	Найменування та марка елемента схеми приєднання	Норми, %		Структура витрат, тис. грн.			
		H_a	H_e	K	A	E	C
I	Вимикач вакуумний 35 кВ	15	5	529,7	79,5	26,5	105,9
	Роз'єднувач	15	5	121,0	18,1	6,0	24,2
	ВРУ 35 кВ	15	5	1606,4	241,0	80,3	321,3
	Трансформатор ТДНС-10000/35/10	15	5	4522,2	678,3	226,1	904,4
	Кабельна лінія АПВЕКП-35-(3x95/16)	5	5	11324,5	566,2	566,2	1132,4
	Всього						2488,3
II	Шафи КРУ з вимикачами 10 кВ	15	5	491,8	73,8	24,6	98,4
	Кабельна лінія ААБ2л-(3x240)	5	5	12631,7	631,6	631,6	1263,2
	Всього						1361,5

Річна вартість втрат електроенергії

Для кожного розглянутого варіанта схеми приєднання визначається вартість річних технологічних втрат електроенергії. Цей показник є важливою складовою експлуатаційних витрат.

Варіант №1. Вартість річних втрат електроенергії розраховується на основі прогнозованого обсягу цих втрат та чинного тарифу на електроенергію c_0 :

$$B_1 = c_0 \cdot \Delta W_1 = 7,5408 \cdot 573950,4 = 4328,0 \text{ тис. грн.};$$

де ΔW_1 – втрати в елементах схеми:

$$\Delta W_1 = \Delta W_{\text{кл.н}} + \Delta W_{\text{тр}} = 193522,6 + 380427,8 = 573950,4 \text{ кВт}\cdot\text{год};$$

$\Delta W_{\text{кл.н}}$ – втрати активної енергії в КЛ, зумовлені струмом навантаження:

$$\Delta W_{\text{кл}} = \Delta P_{\text{н.кл}} \cdot \tau = 68,7 \cdot 2815,3 = 193522,6 \text{ кВт}\cdot\text{год};$$

$\Delta P_{\text{н}}$ – навантажувальні втрати активної потужності в КЛ:

$$\Delta P_{\text{н.кл}} = \Delta p_{\text{кл}} \cdot l \cdot k_3^2 = 36,1 \cdot 8,6 \cdot 0,47^2 = 68,7 \text{ кВт};$$

$\Delta p_{\text{пл}}$ – погонні втрати активної потужності у кабелі при його повному завантаженні, кВт/км;

l – довжина кабелю, км;

$\Delta W_{\text{тр}}$ – сумарні втрати активної енергії в трансформаторах ГЗП:

$$\Delta W_{\text{тр}} = \Delta W_{\text{т.н.х}} + \Delta W_{\text{т.н}} = 254040 + 126387,8 = 380427,8 \text{ кВт}\cdot\text{год};$$

$\Delta W_{\text{т.нх}}$ – постійні втрати електроенергії

$$\Delta W_{\text{т.нх}} = n \cdot \Delta p_{\text{н.х}} \cdot T_{\text{в}} = 2 \cdot 14,5 \cdot 8760 = 254040 \text{ кВт}\cdot\text{год};$$

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

$\Delta W_{Т.Н}$ – змінні втрати електроенергії

$$\Delta W_{нав.Т} = n \Delta p_{к.з} \cdot \tau \cdot k_{з.Т}^2 = 2 \cdot 60 \cdot 2815,3 \cdot 0,612^2 = 126387,8 \text{ кВт}\cdot\text{год.}$$

Варіант №2. Вартість річних втрат електричної енергії в КЛ-1 та КЛ-2:

$$B = c_0 \cdot \Delta E_{кЛ.Н} = 8,8567 \cdot 1144278,2 = 10134,5 \text{ тис. грн.};$$

де $\Delta E_{кЛ.Н}$ – навантажувальні втрати електроенергії в КЛ:

$$\Delta E_{кЛ.Н} = \Delta P_{нав.кЛ} \cdot \tau = 406,4 \cdot 2815,3 = 1144278,2 \text{ кВт}\cdot\text{год};$$

$\Delta P_{нав}$ – навантажувальні втрати потужності у КЛ:

$$\Delta P_{нав.кЛ} = \Delta p_{кЛ} \cdot l \cdot k_{з}^2 = 57 \cdot 17,2 \cdot 0,64^2 = 406,4 \text{ кВт.}$$

Збитки від порушення електропостачання

Важливою складовою техніко-економічного аналізу варіантів електропостачання є оцінка можливих економічних збитків Z для заводу, спричинених аварійними перервами в живленні споживачів.

Розрахунок річних збитків від недоотриманої електроенергії виконується з використанням питомого показника економічного збитку y_0 . Для підприємств машинобудівної галузі, на основі аналізу статистичних даних та зарубіжного досвіду, цей показник приймається на рівні $y_0 = 124,5$ грн/кВт·год.

Варіант №1. Збитки від аварійного порушення електропостачання:

$$Z_1 = y_0 \cdot P_{ср} \cdot T_a = 124,5 \cdot 6163,8 \cdot 0,2 \cdot 10^{-3} = 153,5 \text{ тис. грн.};$$

$P_{ср}$ – активна складова середньорічного розрахункового навантаження заводу:

$$P_{ср} = P_p \cdot T_{макс} / 8760 = 12190,9 \cdot 4429,1 / 8760 = 6163,8 \text{ кВт};$$

T_a – середньорічний час аварійного простою:

$$T_a = K_a^{(2)} \cdot 8760 = 2,28 \cdot 10^{-5} \cdot 8760 = 0,2 \text{ год};$$

$k_a^{(2)}$ – коефіцієнт, що враховує одночасний аварійний простій обох живлячих ланцюгів:

$$k_a^{(2)} = k_a^2 + 2k_{а.пр} = (1,4 \cdot 10^{-3})^2 + 2 \cdot 1,4 \cdot 10^{-5} = 2,28 \cdot 10^{-5};$$

$k_{а.пр}$ – коефіцієнт, що враховує тривалість аварійного простою:

$$k_{ап} = 0,5 \lambda_a \cdot k_{п.пр} = 0,5 \cdot 0,4 \cdot (7,2 \cdot 10^{-3})^2 = 1,04 \cdot 10^{-5};$$

						Арк.
Зм.	Арк.	№ докум.	Підпис.	Дата		29

λ_a – параметр потоку відмов одного ланцюга схеми приєднання:

$$\lambda_a = \sum n \lambda_{ai} = n_p \lambda_{a.p} + n_b \lambda_{a.b} + \lambda_{a.кл} + \lambda_{a.т} = 4 \cdot 0,008 + 2 \cdot 0,008 + 0,344 + 0,01 = 0,4 \text{ рік}^{-1};$$

n_p, n_b – кількість, відповідно, роз'єднувачів і вимикачів;

$\lambda_{a.p}, \lambda_{a.b}, \lambda_{a.кл}, \lambda_{a.т}$ – параметри потоку відмов елементів одного ланцюга відповідно, роз'єднувача, вимикача, КЛ, трансформатора, рік⁻¹;

$k_{п.пр}$ – коефіцієнт, що враховує запланований простій одного ланцюга

$$k_{п.пр} = 1,2k_{п.макс} = 1,2 \cdot 6 \cdot 10^{-3} = 7,2 \cdot 10^{-3};$$

$k_{ав.пр}$ – коефіцієнт, що враховує аварійний простій одного ланцюга:

$$k_{ав.пр} = \lambda_a \cdot T_b = 0,4 \cdot 3,5 \cdot 10^{-3} = 1,4 \cdot 10^{-3};$$

T_b – середній час відновлення одного ланцюга схеми приєднання

$$T_b = \frac{\sum \lambda_{a.i} \cdot T_{ei}}{\lambda_a} = \frac{(4 \cdot 0,008 \cdot 0,34 + 2 \cdot 0,008 \cdot 0,51 + 0,344 \cdot 0,301 + 0,01 \cdot 1,71) \cdot 10^{-3}}{0,4} = 3,5 \cdot 10^{-4}, \text{ год/рік.}$$

Методика розрахунку збитків від аварійного порушення електропостачання для варіанту №2 аналогічна розглянутій, тому розрахунок виконано як табл. 3.3.

Узагальнені результати техніко-економічного аналізу варіантів схеми приєднання заводу представлено в табл. 3.4.

Таблиця 3.3 – Розрахунок збитків від аварійного порушення електропостачання

№ вар.	T_b , год/рік	k_a	$k_{п}$	λ_a , 1/рік	$k_{ап}$	$k_a^{(2)}$	T_a , год	З, тис. грн
I	$3,5 \cdot 10^{-4}$	$1,4 \cdot 10^{-3}$	$7,2 \cdot 10^{-3}$	0,4	$1,04 \cdot 10^{-5}$	$2,28 \cdot 10^{-5}$	0,2	153,5
II	$6,86 \cdot 10^{-4}$	$4,16 \cdot 10^{-4}$	$2,4 \cdot 10^{-3}$	0,606	$1,75 \cdot 10^{-6}$	$3,67 \cdot 10^{-6}$	0,032	24,55

Таблиця 3.4 – Результати техніко-економічного аналізу варіантів схеми приєднання заводу

Показники	Од. вим.	Варіант	
		1	2
Капіталовкладення в схему приєднання	тис. грн.	18103,8	13123,5
Річні поточні витрати	тис. грн.	2488,3	1361,5
Річна вартість втрат електроенергії	тис. грн.	4328,0	10134,5
Збитки від аварійних перерв у електропостачанні	тис. грн.	153,5	24,55
Приведені витрати	тис. грн.	9142,3	13095,4

Аналіз приведених річних витрат для розглянутих варіантів зовнішнього електропостачання показав наступні результати:

$$ПВ_1 = 9142,3 > ПВ_2 = 13095,4 \text{ тис. грн.}$$

Таким чином, на основі критерію мінімуму приведених витрат, як найбільш економічно доцільний для подальшої розробки приймається варіант 1.

3.2 Вибір напруги і схеми внутрішнього електропостачання

Системи внутрішнього електропостачання пром підприємств, таких як машинобудівний завод, проєктуються з використанням радіальних, магістральних або комбінованих схем. Вибір конкретного типу схеми залежить від низки факторів, зокрема, потужності та територіального розташування споживачів, а також вимог до надійності їх електроживлення.

У радіальних схемах електропостачання передача електроенергії від джерела (наприклад, ГЗП, ЦРУ) до кожної цехової ПС передається безпосередньо по окремих лініях. Основні переваги радіальних схем – це простота виконання, легкість в експлуатації та захисті, а також високий ступінь секціонування, що забезпечує незалежність живлення окремих споживачів та локалізацію аварійних ділянок.

Магістральні схеми передбачають приєднання кількох електроприймачів до однієї спільної лінії (магістралі), що відходить від джерела живлення. Такі схеми є доцільними при значній кількості територіально згрупованих споживачів, оскільки дозволяють оптимізувати витрати кабельної продукції та зменшити кількість комутаційних апаратів на живильному центрі порівняно з чисто радіальними рішеннями. Кількість трансформаторів або інших потужних споживачів, що живляться від однієї магістралі визначається їх сумарною потужністю, довжиною магістралі та вимогами до надійності та зазвичай складає 2-3 цехових трансформаторів з $S_{ном.т} = 1000-2500 \text{ кВ}\cdot\text{А}$.

З метою підвищення надійності роботи магістральні схеми часто виконують у вигляді двох або більше паралельних (взаємно резервованих) ліній, або закільцюють, що дозволяє здійснювати живлення споживачів I та II категорій. У системах електропостачання з резервованими (наприклад, двома паралельними) магістральними лініями вищої напруги, у разі аварійного відключення однієї з них, живлення споживачів автоматично переводиться на магістраль, що залишилася в роботі. Таке перемикання, як правило, здійснюється пристроями

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

автоматичного введення резерву (АВР) на секціонованих шинах НН цехових ПС. Час спрацювання АВР зазвичай становить 0,1-0,2 секунди, що для більшості технологічних електроприймачів проходить практично непомітно, не спричиняючи збоїв у їх роботі.

На практиці, схеми внутрішнього електропостачання промпідприємств рідко будуються виключно за радіальним або тільки за магістральним принципом. Найбільш поширеним та техніко-економічно виправданим є застосування комбінованих схем. При такому підході потужні та найбільш відповідальні електроприймачі (наприклад, головні приводи верстатів, печі, компресорні установки) живляться за радіальними лініями, що забезпечує максимальну надійність їх роботи. Водночас, групи менш потужних та територіально згрупованих споживачів доцільно підключати через магістральні лінії. Комплексне використання переваг обох типів схем дозволяє створити гнучку, надійну та економічно ефективну систему внутрішнього електропостачання.

Виходячи з цих міркувань, для даного машинобудівного заводу прийнята комбінована схема внутрішнього електропостачання, що передбачає:

- живлення основних цехових ТП від магістральних ліній;
- електропостачання цеху металевих конструкцій радіальними лініями.

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

4. КОМПЕНСАЦІЯ РЕАКТИВНОЇ ПОТУЖНОСТІ

4.1 Розрахунок балансу реактивної потужності та вибір конденсаторних установок

Складові сумарного навантаження по заводу:

- активна:

$$P_p = P_{вн\Sigma} + P_{нн\Sigma} + \Delta P_{тр\Sigma} = 0 + 13083,5 + 125,4 = 13208,8 \text{ кВт};$$

де $P_{вн\Sigma}$ – сумарна активна потужність споживачів ВН (крім ЦТП), кВт;

$P_{нн\Sigma}$ – сумарне навантаження мережі до 1000 В (ЦТП):

$$P_{нн\Sigma} = \sum P_{тп.i} = 1376,3 + 1406,4 + 1305,9 + 2775,4 + 1382,8 + 1402,6 + 1366,6 + 692,9 + 1374,6 = 13083,5 \text{ кВт};$$

$\Delta P_{тр\Sigma}$ – сумарні втрати активної потужності в ЦТП заводу:

$$\Delta P_{тр\Sigma} = \sum \Delta P_{тр.i} = 12,1 + 12,6 + 11,2 + 24,6 + 12,2 + 22,3 + 12,0 + 6,1 + 12,1 = 125,4 \text{ кВт};$$

- реактивна:

$$Q_p = Q_{вн\Sigma} + Q_{нн\Sigma} + \Delta Q_{тр\Sigma} = 0 + 10880,3 + 639,8 = 11520,1 \text{ квар};$$

$Q_{вн\Sigma}$ – сумарна реактивна потужність споживачів ВН (крім ЦТП), квар;

$Q_{нн\Sigma}$ – сумарне реактивне навантаження в мережі до 1000 В (ЦТП):

$$Q_{нн\Sigma} = \sum Q_{тп.i} = 1161,4 + 1534,3 + 1249,4 + 1944,0 + 684,5 + 1735,3 + 921,4 + 640,6 + 1009,4 = 10880,3 \text{ квар};$$

$\Delta Q_{тр\Sigma}$ – сумарні втрати реактивної потужності у ЦТП:

$$\Delta Q_{тр\Sigma} = \sum \Delta Q_{тр.i} = 62,1 + 64,4 + 56,9 + 125,9 + 62,6 + 113,2 + 61,4 + 31,4 + 62,0 = 639,8 \text{ квар}.$$

Економічно обґрунтована потужність, яку можливо отримати від ПС енергосистеми

$$Q_e = P_p \cdot \operatorname{tg} \varphi_{св} = 13208,8 \cdot 0,15 = 1981,3 \text{ квар}.$$

Мінімальна кількість ЦТП у розподільній мережі заводу:

$$n_0 = P_n / (k_3 \cdot S_{н тр}) = 13085,5 / (0,7 \cdot 1000) = 18,7 \text{ шт}.$$

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

Приймаємо до подальшого розгляду $n_0 = 19$ шт.

Намічаємо до розгляду 3 варіанти компенсації реактивної потужності в мережі заводу з використанням конденсаторних установок (КУ) при кількості трансформаторів ЦТП: $n_1 = n_0 = 19, 20$ і 21 шт.

Варіант I. Обсяг реактивної потужності, який цехові трансформатори можуть передати з мережі 10 кВ до мережі 0,4 кВ:

$$Q_1 = \sqrt{(n \cdot S_{\text{т.ном}} \cdot k_3)^2 - P_{\text{нн}\Sigma}^2} = \sqrt{(19 \cdot 1000 \cdot 0,7)^2 - 13083,5^2} = 2390,2 \text{ квар.}$$

Необхідна потужність КУ для встановлення в мережі 0,4 кВ визначається на основі умови балансу реактивної потужності на шинах ЦТП

$$Q_{\text{ку.нн}} = Q_{\text{нн}\Sigma} - Q_1 = 10880,3 - 2390,2 = 8490,1 \text{ квар.}$$

Намічаємо до установки в мережі 0,4 кВ КУ зі стандартною потужністю $Q_{\text{ку.нн.ст}} = 8480,0$ квар (2x650, 2x450, 2x400, 10x375, 2x325, 4x270 квар).

Уточнене значення $Q_1 = Q_{\text{нн}} - Q_{\text{к.нн}} = 10880,3 - 8480,0 = 2400,3$ квар.

Необхідна реактивна потужність КУ для встановлення в мережі 10 кВ:

$$Q_{\text{ку.вн}} = Q_{\text{р}} - Q_{\text{ку.нн}} - Q_{\text{с}} = 11520,1 - 8480,0 - 1981,3 = 1058,8 \text{ квар.}$$

Приймаємо до установки $Q_{\text{ку.вн.ст}} = 1200$ квар (2x600 квар).

Варіанти компенсації реактивної потужності №2 та №3 розраховано аналогічно до варіанта №1; результати представлено в табл. 4.1.

Таблиця 4.1 – Розрахунок компенсації реактивної потужності з різною кількістю трансформаторів ЦТП

Розрахунковий параметр	Одиниця вимірювання	Номер варіанту		
		1	2	3
n	шт.	19	20	21
Q_1	квар	2390,2	3563,2	3891,7
$Q_{\text{ку.нн}}$	квар	8490,1	7317,1	6988,6
$Q_{\text{ку.нн.ст}}$	квар	8480,0	7330,0	5930,0
Q_1	квар	2400,3	3550,3	4950,3
$Q_{\text{ку.вн}}$	квар	1058,8	2208,8	3608,8
$Q_{\text{ку.вн.ст}}$	квар	1200,0	2400,0	3600,0
Всього	квар	11661,3	11711,3	11511,3
Різниця в балансах	квар	-141,2	-191,2	-8,8

4.2 Визначення кількості, потужності та місця встановлення конденсаторних установок

Визначення оптимальної потужності та місць встановлення конденсаторних установок (КУ) проводимо за результатами економічного порівняння варіантів.

Вар. I. Величина приведених витрат на компенсацію реактивної потужності:

$$PB_1 = E_{\Sigma} \cdot (K_{\text{ку.нн}} + K_{\text{ку.вн}} + K_{\text{цтп}}) + (\Delta P_{\text{ку.нн}} + \Delta P_{\text{ку.вн}} + \Delta P_{\text{тп}}) \cdot c_0 \cdot \tau =$$

$$= 0,32(6898 + 1113,4 + 0) + (38,2 + 3,6 + 3,2) \cdot 7,5408 \cdot 10^{-3} \cdot 2815,3 = 3519 \text{ тис. грн.}$$

де $K_{\text{ку.нн}}$ – вартість низьковольтних КУ:

$$K_{\text{ку.нн}} = \sum N_{\text{бк0,4i}} \cdot K_{\text{бк0,4i}} = 2 \cdot 443,8 + 2 \cdot 345,9 + 2 \cdot 321,4 + 10 \cdot 311,4 + 2 \cdot 268,5 +$$

$$+ 4 \cdot 256,2 = 6898 \text{ тис. грн.},$$

$n_{\text{ку.нн.i}}$ – кількість КУ даної потужності;

$K_{\text{ку.нн.i}}$ – вартість КУ даної потужності (з урахуванням вартості контролера);

$K_{\text{ку.вн}}$ – вартість високовольтних КУ та додаткового обладнання для них:

$$K_{\text{ку.вн}} = \sum n_{\text{ку.вн.i}} \cdot K_{\text{ку.вн.i}} + n_{\text{шi}} \cdot K_{\text{шi}} = 2 \cdot 310,8 + 2 \cdot 245,9 = 1113,4 \text{ тис. грн.}$$

$n_{\text{ку.вн.i}}$ – кількість високовольтної КУ даної потужності;

$K_{\text{ку.вн.i}}$ – вартість високовольтної КУ даної потужності;

$n_{\text{ш.i}}$ – кількість додаткових комірок КРУ 10 кВ з вимикачами;

$K_{\text{ш.i}}$ – вартість комірок КРУ 10 кВ з вимикачами 10 кВ;

$\Delta P_{\text{тп}}$ – втрати активної потужності в трансформаторах ЦТП, обумовлені передачею реактивної енергії:

$$\Delta P_{\text{тп}} = Q_{\text{п}}^2 \cdot R_{\text{ек}} / U_{\text{ном}}^2 = 2400,3^2 \cdot 5,5 \cdot 10^{-5} / 10^2 = 3,2 \text{ кВт},$$

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

$$R_{\text{ек}} = (\Delta P_{\text{кз}} \cdot U_{\text{ном}}^2) / (N_{\text{тр}} \cdot S_{\text{н тр}}^2) = (10,5 \cdot 10^2) / (19 \cdot 1000^2) = 5,5 \cdot 10^{-5}, \text{ кОм};$$

$\Delta P_{\text{кн}}$ – втрати активної потужності в конденсаторах КУ 0,4 кВ:

$$\Delta P_{\text{ку.нн}} = \Delta P_{\text{пит}} \cdot Q_{\text{кн}} = 0,0045 \cdot 8480 = 38,2 \text{ кВт.}$$

$\Delta P_{\text{кв}}$ – втрати активної потужності в конденсаторах КУ 10 кВ:

$$\Delta P_{\text{ку.вн}} = \Delta P_{\text{пит}} \cdot Q_{\text{кв}} = 0,003 \cdot 1200 = 3,6 \text{ кВт.}$$

						Арк.
Зм.	Арк.	№ докум.	Підпис.	Дата		35

Приведені витрати для вар. №2 та №3 розраховано аналогічно до варіанта №1; результати представлено в табл. 4.2. При визначенні сумарних капіталовкладень для цих варіантів враховано, що додатковий трансформатор ЦТП підключається до існуючої магістральної лінії. Це виключає необхідність встановлення додаткової лінійної комірки 10 кВ та відповідні витрати.

Таблиця 4.2 – Визначення приведених витрат на компенс. реактивної потужності

№ п/п	Параметр	Одиниця вимір.	Номер варіанту компенсації РП		
			1	2	3
1	n	шт.	19	20	21
2	$R_{ск} \cdot 10^{-4}$	кОм	$5,5 \cdot 10^{-5}$	$5,3 \cdot 10^{-5}$	$5,0 \cdot 10^{-5}$
3	$\Delta P_{ку.нн}$	кВт	38,2	33,3	26,7
4	$\Delta P_{ку.вн}$	кВт	3,6	7,2	10,8
5	$\Delta P_{тп}$	кВт	3,2	6,7	12,3
6	$K_{ку.нн}$	тис. грн.	6898	6070,4	3110,7
7	$K_{ку.вн}$	тис. грн.	1113,4	2224,0	2631,0
8	$K_{ктп}$	тис. грн.	0,0	576,8	1399,0
9	$PВ$	тис. грн.	3519,0	3840,8	3342,3

Проводимо порівняння значень отриманих приведених витрат за варіантами

$$PВ_1 = 3519,0 < PВ_2 = 3840,8 < PВ_3 = 3342,3 \text{ тис. грн.}$$

Таким чином, річні приведені витрати на компенсацію реактивної потужності за першим варіантом є найнижчими, тому його обрано для подальшого детального аналізу.

Методика визначення потужності КУ для встановлення на конкретній ЦТП передбачає наступні кроки. Спочатку розраховується реактивна потужність Q_1 , яку трансформатори даної ЦТП здатні передати в мережу 0,4 кВ. Потім, на основі цього значення, визначається необхідна потужність КУ 0,4 кВ для цієї підстанції, після чого здійснюється вибір стандартних моделей КУ з каталогу виробника. Нижче наведено детальний розрахунок цих параметрів на прикладі трансформаторної підстанції ТП-1.

Обсяг реактивної потужності, яку цехові трансформатори ТП-1 можуть передати з мережі 10 кВ до мережі 0,4 кВ:

$$Q_1 = \sqrt{(nS_{ном.т} k_3)^2 - P_{н.тп-1}^2} = \sqrt{(2 \cdot 1000 \cdot 0,7)^2 - 1376,3^2} = 256,7 \text{ квар.}$$

						Арк.
Зм.	Арк.	№ докум.	Підпис.	Дата		36

Розрахункова потужність КУ 0,4 кВ для ТП-1

$$Q_{\text{ку.нн}} = Q_{\text{н}} - Q_{\text{п}} = 1161,4 - 256,7 = 904,7 \text{ квар.}$$

Приймаємо до установки $Q_{\text{ку.нн}} = 900$ квар, 2 шт. УКРМ-0,4-450-50-9. Подібним чином визначаємо потужність стандартних КУ для інших ЦТП. Результати розрахунку представлено в табл. 4.3.

Таблиця 4.3 – Вибір кількості, потужності та місця розташування КУ

№ ТП	$n_{\text{тр}}$	$P_{\text{р}}$, кВт	$Q_{\text{р}}$, квар	$Q_{\text{п}}$, квар	$Q_{\text{кп}}$, квар	$N_{\text{бк}}$	Тип КУ	$\Sigma Q_{\text{бк}}$, квар	k_3	S , кВА
Варіант I										
ТП-1	2	1376,3	1161,4	256,7	904,7	2	УКРМ 0,4-450-50-9	900,0	0,70	1400,9
ТП-2	2	1406,4	1534,3	164,9	1369,4	2	УКРМ 0,4-650-50-9	1300,0	0,71	1425,7
ТП-3	2	1305,9	1249,4	504,6	744,8	2	УКРМ 0,4-375-25-7	750,0	0,70	1398,1
ТП-4, 5	4	2775,4	1944,0	370,1	1573,9	2	УКРМ 0,4-400-25-7	1550,0	0,70	2803,3
						2	УКРМ 0,4-375-25-7			
ТП-6	2	1382,8	684,5	218,6	466,0	2	УКРМ 0,4-270-30-6	540,0	0,70	1390,4
ТП-7	2	1402,6	1735,3	221,6	1513,6	4	УКРМ 0,4-375-25-7	1500,0	0,70	1402,6
ТП-8	2	1366,6	921,4	303,8	617,6	2	УКРМ 0,4-325-25-7	650,0	0,70	1393,3
ТП-9	1	692,9	640,6	99,7	540,9	2	УКРМ 0,4-270-30-6	540,0	0,70	700,1
ТП-10	2	1374,6	1009,4	265,6	743,7	2	УКРМ 0,4-375-25-7	750,0	0,70	1398,8
Всього	19	13083,5	10880,3	2405,6	8474,7	22		8480,0		
Варіант II										
ТП-1	2	1376,3	1161,4	256,7	904,7	2	УКРМ 0,4-450-50-9	900,0	0,70	1400,9
ТП-2	3	1406,4	1534,3	1518,9	15,4	0	-	0,0	0,69	2081,3
ТП-3	2	1305,9	1249,4	504,6	744,8	2	УКРМ 0,4-375-25-7	750,0	0,70	1398,1
ТП-4, 5	4	2775,4	1944,0	370,1	1573,9	4	УКРМ 0,4-400-25-7	1600,0	0,70	2796,7
ТП-6	2	1382,8	684,5	218,6	466,0	2	УКРМ 0,4-270-30-6	540,0	0,70	1390,4
ТП-7	2	1402,6	1735,3	62,8	1672,5	4	УКРМ 0,4-400-25-7	1600,0	0,70	1409,1
ТП-8	2	1366,6	921,4	303,8	617,6	2	УКРМ 0,4-325-25-7	650,0	0,70	1393,3
ТП-9	1	692,9	640,6	99,7	540,9	2	УКРМ 0,4-270-30-6	540,0	0,70	700,1
ТП-10	2	1374,6	1009,4	265,6	743,7	2	УКРМ 0,4-375-25-7	750,0	0,70	1398,8
Всього	20	13083,5	10880,3	3600,8	7279,5	20		7330,0		
Варіант III										
ТП-1	2	1376,3	1161,4	256,7	904,7	2	УКРМ 0,4-450-50-9	900,0	0,700	1400,9
ТП-2	3	1406,4	1534,3	1477,7	56,5	0	-	0,0	0,694	2081,3
ТП-3	2	1305,9	1249,4	504,6	744,8	2	УКРМ 0,4-375-25-7	750,0	0,699	1398,1
ТП-4, 5	4	2775,4	1944,0	370,1	1573,9	4	УКРМ 0,4-400-25-7	1600,0	0,699	2796,7
ТП-6	2	1382,8	684,5	218,6	466,0	2	УКРМ 0,4-270-30-6	540,0	0,695	1390,4
ТП-7	3	1402,6	1735,3	1562,9	172,3	1	УКРМ 0,4-200-25-6	200,0	0,693	2079,5
ТП-8	2	1366,6	921,4	303,8	617,6	2	УКРМ 0,4-325-25-7	650,0	0,697	1393,3
ТП-9	1	692,9	640,6	99,7	540,9	2	УКРМ 0,4-270-30-6	540,0	0,700	700,1
ТП-10	2	1374,6	1009,4	265,6	743,7	2	УКРМ 0,4-375-25-7	750,0	0,699	1398,8
Всього	21	13083,5	10880,3	5059,8	5820,5	17		5930,0		

5. ТРАНСФОРМАТОРНІ ПІДСТАНЦІЇ

5.1 Вибір кількості та потужності трансформаторів ГЗП

Вибір трансформаторів для ГЗП заводу був виконаний у розділі 3.1 кваліфікаційної роботи. На його основі для головної знижувальної підстанції прийнято двотрансформаторну схему, яка забезпечує високу надійність електропостачання споживачів у всіх режимах роботи СЕП.

Отже, до встановлення обрано два трансформатори ТДНС-10000/35/10.

5.2 Вибір кількості та потужності трансформаторів цехових трансформаторних підстанцій

У цехових мережах 10 кВ машинобудівного заводу переважно застосовуються двотрансформаторні підстанції. Такий вибір обґрунтований такими факторами:

- переважна частина навантаження ЦТП представлена споживачами II категорії надійності електропостачання;
- характер навантажень – зосереджений;
- графік роботи заводу – двозмінний.

У загальному, кількість та номінальна потужність трансформаторів ЦТП є взаємозалежними: за фіксованого розрахункового навантаження заводу S_p , загальна кількість трансформаторів залежить від обраної одиничної потужності ЦТП. При визначенні сумарної кількості трансформаторів у розподільній мережі заводу, відповідно до рекомендацій [2-4], коефіцієнти завантаження для двотрансформаторних підстанцій приймаються в діапазоні 0,65-0,75, а для однострансформаторних – 0,85-0,95.

При таких коефіцієнтах завантаження та номінальній потужності цехових трансформаторів $S_{т.ном} = 1000$ кВ·А, загальна кількість трансформаторів для 10 ЦТП становить 19 одиниць.

Для верифікації правильності вибору кількості трансформаторів цехових підстанцій застосуємо метод питомої густини навантаження:

$$n_{тр} = S_{p.10} / (k_{з.тр} / S_{ном.с}) = 12216,9 / (0,65 \cdot 1000) = 18,5,$$

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

де $S_{e,ном}$ – економічно обґрунтована каталожна потужність трансформатора ЦТП, визначається на основі питомої густини навантаження:

$$S_{\Pi} = S_p / F = 12216,9 / 62659,2 = 0,195 \text{ кВ}\cdot\text{А}/\text{м}^2.$$

Оскільки розрахункова питома густина навантаження $S_{\Pi} = 0,195 \text{ кВ}\cdot\text{А}/\text{м}^2$ (що не перевищує $0,2 \text{ кВ}\cdot\text{А}/\text{м}^2$), економічно обґрунтована одинична потужність трансформатора $S_{ном,е}$ приймається $1000 \text{ кВ}\cdot\text{А}$. Після округлення розрахункової кількості, загальне число трансформаторів для ЦТП становить 19 одиниць номінальною потужністю $S_{т,ном} = 1000 \text{ кВ}\cdot\text{А}$ кожен.

Обрані трансформатори перевіряються на відповідність допустимим аварійним перевантаженням за умовою:

$$S_{т,ном} \cdot k_{\Pi} > S_{ав,р};$$

де $S_{ав,р}$ – розрахункова потужність у аварійному режимі, $\text{кВ}\cdot\text{А}$;

k_{Π} – коефіцієнт, що враховує аварійне перевантаження трансформатора, для двотрансформаторних підстанцій приймаємо $k_{\Pi} = 1,4$;

Результати вибору та перевірки трансформаторів для кожної цехової підстанції (ПС) наведено в таблиці 5.1. Встановлено, що обрані трансформатори типу ТМЗ-1000/10/0,4 задовольняють умови роботи в аварійному режимі при допустимому перевантаженні та забезпечують споживачів необхідною потужністю. Тому їх прийнято до встановлення.

						Арк.
Зм.	Арк.	№ докум.	Підпис.	Дата		39

Таблиця 5.1 – Вибір трансформаторів ЦТП

№ ТП	Назва споживача	Категорія ЕП за безперервність електропостачання	S_p , кВт	$k_{зд}$	$k_{з,ав}$	$S_{р,г}$, кВА	Кільк. ЦТП	Кількість та тип трансформаторів, кВА	$k_{п}$	$S_{н,г} \cdot k_{п} > S_{ав,р}$
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
1	Інструментальний цех	II								
	Збиральний цех	II								
	Всього по ТП №1		1400,9	0,70	1,40	700,4	1	2xТМЗ-1000/10/0,4	1,4	1400 ≈ 1400,9
2	Ремонтно-механічний цех	II								
	Механічний цех	II								
	Адмін. побутовий корпус	III								
	Всього по ТП №2		1425,7	0,71	1,43	712,9	1	2xТМЗ-1000/10/0,4	1,4	1400 ≈ 1425,7
3	Заготівельно-пресовий цех	II								
	Всього по ТП №3		1398,1	0,70	1,40	699,1	1	2xТМЗ-1000/10/0,4	1,4	1400 > 1398,1
4, 5	Ковальський цех	II								
	Склад металу	III								
	Побутові приміщення	III								
	Всього по ТП №4, 5		2803,3	0,70	1,40	1401,6	2	2xТМЗ-1000/10/0,4	1,4	2800 ≈ 2803,3
6	Термічний цех	II								
	Всього по ТП №6		1390,4	0,70	1,39	231,7	1	2xТМЗ-1000/10/0,4	1,4	1400 > 463,5
7	Цех металевих конструкцій	II								
	Лабораторія	III								
	Всього по ТП №8		1422,2	1,42	1,42	1422,2	1	ТМЗ-1000/10/0,4	1,4	1400 ≈ 1422,2

продовження табл. 5.1

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
8	Ливарний цех	II								
	Склад шихти	III								
	Всього по ТП №9		1393,3	1,39	1,39	1393,3	1	ТМЗ-1000/10/0,4	1,4	1400 ≈ 1393,3
9	Деревообробний цех	III								
	Столярний цех	III								
	Склад лісу	III								
	Склад готової продукції	III								
	Склад моделей та деталей	III								
	Всього по ТП №10		700,1	0,70	0,70	700,1	1	2xТМЗ-1000/10/0,4	1,4	1000 > 700,1
10	Мотовозне депо	III								
	Насосна станція	II								
	Компресорна	II								
	Всього по ТП-11		1398,8	0,70	1,40	1398,8	1	2xТМЗ-1000/10/0,4	1,4	1400 > 1398,8

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

5.3 Компоновка та місце розташування трансформаторних підстанцій

ГЗП заводу виконано окремо стоячим, з певним зміщенням у сторону джерела живлення. Силові трансформатори встановлюються просто неба, що дозволяє забезпечити ефективне їх охолодження та зручність обслуговування. Для встановлення трансформаторів виконується спеціальний залізобетонний фундамент, що забезпечує: надійну механічну підтримку трансформатора, віброізоляцію, захист від проникнення ґрунтових вод та інших зовнішніх факторів, наявність оливозбірника для збору оливи в разі витоків. Вхідні та вихідні високовольтні кабелі підключаються через вимикачі. Для кожного трансформатора передбачається заземлення корпусу та грозозахист

Місце встановлення центральних трансформаторних підстанцій на заводі визначається величиною, характером та розміщенням електроспоживачів відповідно до генерального плану. З метою максимального наближення ЦТП до електроприймачів у мережах 0,4 кВ, їх встановлюють безпосередньо на території цехів. Таке рішення дозволяє скоротити довжину електромереж низької напруги (0,4 кВ) та, як наслідок, істотно зменшити втрати потужності й енергії в них.

Вибір розміщення та компоновка конструкції цехових підстанцій здійснюється індивідуально для кожного конкретного випадку з урахуванням експлуатаційних та архітектурно-будівельних вимог, особливостей форми виробничих приміщень, місць встановлення технологічного устаткування, а також умов навколишнього середовища, систем охолодження та вимог електричної та пожежної безпеки.

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

6. РОЗРАХУНОК СТРУМІВ КОРОТКИХ ЗАМИКАНЬ І ВИБІР СИЛОВИХ МЕРЕЖ І ОБЛАДНАННЯ ЕЛЕКТРОУСТАНОВОК

6.1 Розрахунок струмів КЗ

Розглянемо детальний розрахунок струмів КЗ для одного із магістральних ланців, що складається з ліній КЛ-16–КЛ-9 (рис. 6.1). Для інших точок КЗ відповідні розрахунки наведено в табл. 6.1.

Задаймося наступними значення базисними параметрів: напруги $U_{6I} = 36,8$ кВ, $U_{6II} = 10,5$ кВ; потужність $S_6 = 1000$ МВ·А. Тоді базисні струми становитимуть:

- першого розрахункового ступеня:

$$I_{6I} = \frac{S_6}{\sqrt{3} \cdot U_{6I}} = \frac{1000}{\sqrt{3} \cdot 36,8} = 15,7 \text{ кА};$$

- другого розрахункового ступеня:

$$I_{6II} = \frac{S_6}{\sqrt{3} \cdot U_{6II}} = \frac{1000}{\sqrt{3} \cdot 10,5} = 55,0 \text{ кА}.$$

Параметри схеми заміщення (рис 6.2):

- індуктивний опір енергосистеми

$$x_{c*} = \frac{S_6}{\sqrt{3} \cdot I_{кз.с.мах} \cdot U_{6I}} = \frac{1000}{\sqrt{3} \cdot 6,82 \cdot 36,8} = 2,3 \text{ в.о.};$$

- опори трансформатора ГЗП:

$$r_{T*} = \Delta P_{кз} \cdot \frac{S_6}{S_H^2} = 0,085 \cdot \frac{1000}{10^2} = 0,85 \text{ в.о.};$$

$$x_{T*} = \frac{u_K}{100\%} \cdot \frac{S_6}{S_H^2} = \frac{10,0}{100} \cdot \frac{1000}{16^2} = 14,0 \text{ в.о.};$$

- активний та індуктивний опори кабельних ліній:

КЛ-1

$$r_{кл1*} = r_0 \cdot l_{кл1} \cdot \frac{S_6}{U_{6I}^2} = 0,32 \cdot 4,3 \cdot \frac{1000}{36,8^2} = 1,02 \text{ в.о.};$$

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

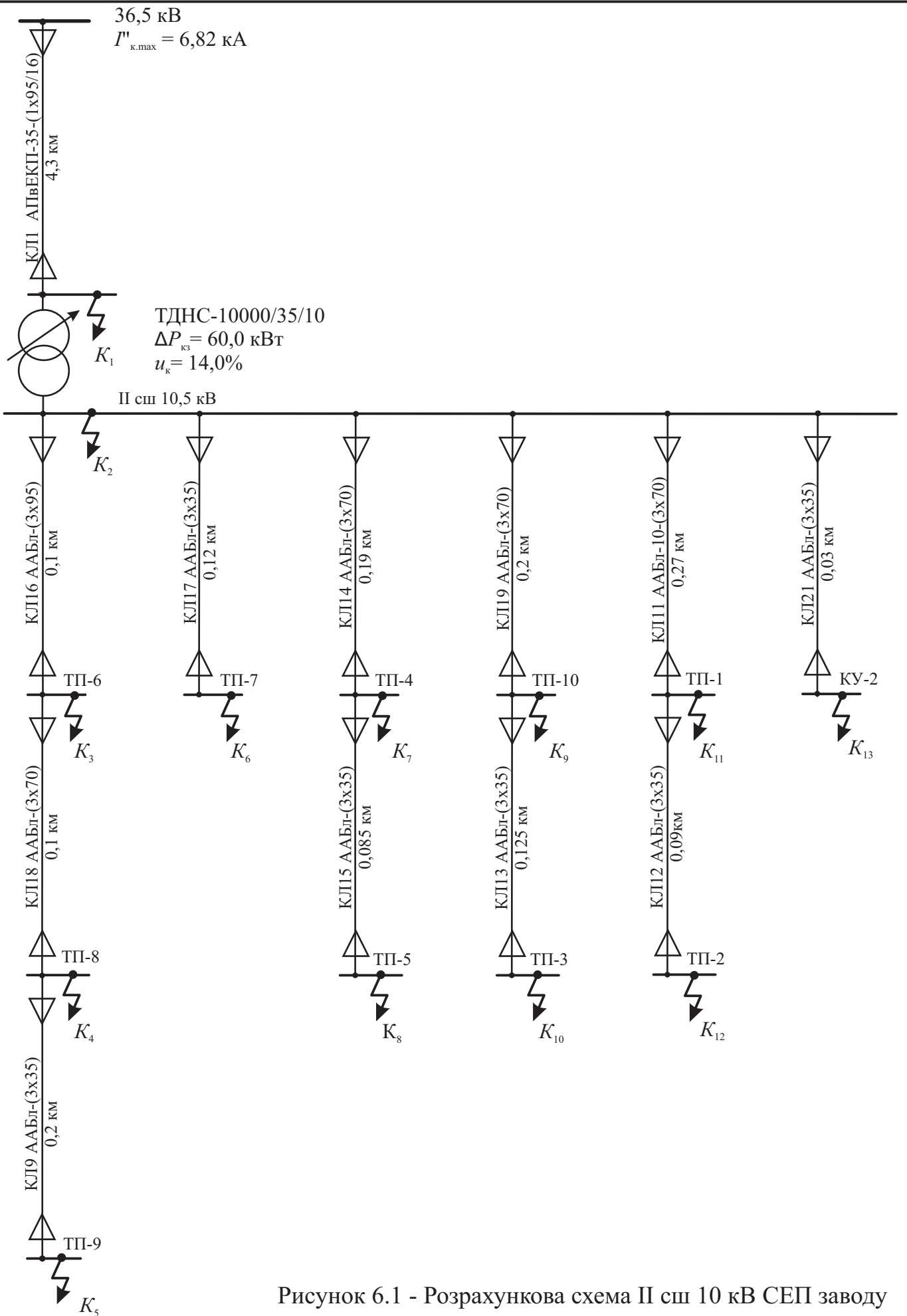


Рисунок 6.1 - Розрахункова схема II сш 10 кВ СЕП заводу

Зм.	Арк.	№ докум.	Підпис.	Дата

Арк.

44

36,5 кВ
 $I''_{к, max} = 6,82 \text{ кА}$

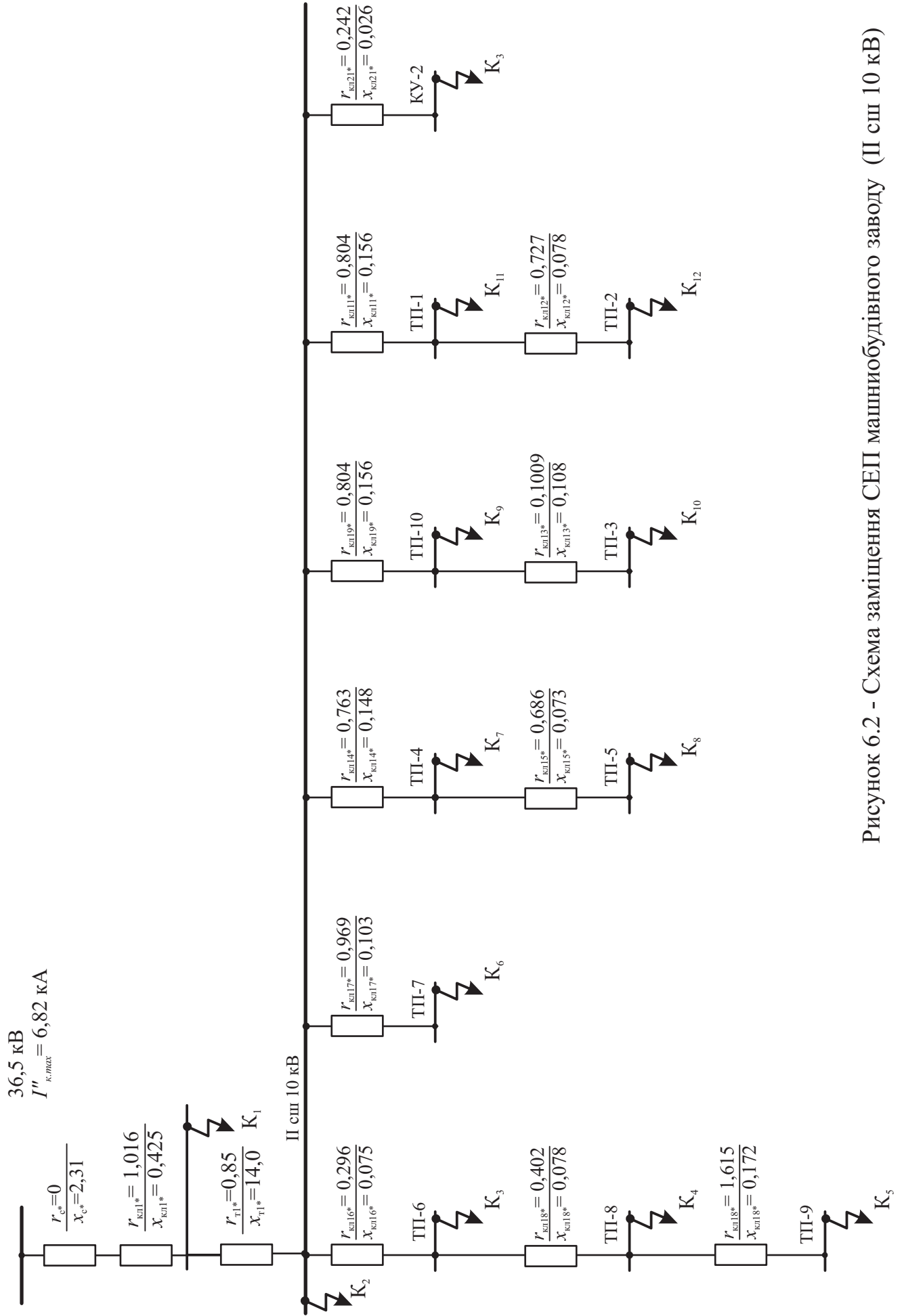


Рисунок 6.2 - Схема заміщення СЕП машинобудівного заводу (II сш 10 кВ)

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

$$x_{\text{кл1*}} = x_0 \cdot l_{\text{кл1}} \cdot \frac{S_6}{U_{\text{бI}}^2} = 0,134 \cdot 4,3 \cdot \frac{1600}{36,8^2} = 0,425 \text{ в.о.};$$

де r_0 – погонний активний опір кабелю лінії 1, Ом/км;

x_0 – погонний реактивний опір кабелю лінії:

$$x_0 = 2\pi f \frac{L}{1000} = 2 \cdot 3,14 \cdot \frac{0,428}{1000} = 0,134 \text{ Ом/км};$$

L – розрахункова індуктивність фази КЛ-1 [7], Гн;

l – довжина кабелю, км

КЛ-16:

$$r_{\text{кл16*}} = r_0 \cdot l_{\text{кл16}} \cdot \frac{S_6}{U_{\text{cp}}^2} = 0,326 \cdot 0,1 \cdot \frac{1000}{10,5^2} = 0,296 \text{ в.о.};$$

$$x_{\text{кл16*}} = x_0 \cdot l_{\text{кл16}} \cdot \frac{S_6}{U_{\text{cp}}^2} = 0,083 \cdot 0,1 \cdot \frac{1000}{10,5^2} = 0,075 \text{ в.о.};$$

КЛ-18:

$$r_{\text{кл18*}} = r_0 \cdot l_{\text{кл18}} \cdot \frac{S_6}{U_{\text{cp}}^2} = 0,443 \cdot 0,1 \cdot \frac{1000}{10,5^2} = 0,402 \text{ в.о.};$$

$$x_{\text{кл18*}} = x_0 \cdot l_{\text{кл18}} \cdot \frac{S_6}{U_{\text{cp}}^2} = 0,086 \cdot 0,1 \cdot \frac{1000}{10,5^2} = 0,078 \text{ в.о.};$$

КЛ-9:

$$r_{\text{кл9*}} = r_0 \cdot l_{\text{кл9}} \cdot \frac{S_6}{U_{\text{cp}}^2} = 0,59 \cdot 0,2 \cdot \frac{1000}{10,5^2} = 1,615 \text{ в.о.};$$

$$x_{\text{кл9*}} = x_0 \cdot l_{\text{кл9}} \cdot \frac{S_6}{U_{\text{cp}}^2} = 0,095 \cdot 0,2 \cdot \frac{1000}{10,5^2} = 0,172 \text{ в.о.}$$

Результуючі розрахункові опори у колах намічених точок КЗ:

- точка K_1 :

$$r_{\text{рез1*}} = r_{\text{с*}} + r_{\text{кл1*}} = 0 + 1,016 = 1,02 \text{ в.о.};$$

$$x_{\text{рез1*}} = x_{\text{с*}} + x_{\text{кл1*}} = 2,3 + 0,43 = 2,73 \text{ в.о.};$$

$$z_{\text{рез1*}} = \sqrt{r_{\text{рез1*}}^2 + x_{\text{рез1*}}^2} = \sqrt{1,03^2 + 2,73^2} = 2,92 \text{ в.о.};$$

- точка K_2 :

$$r_{\text{рез2*}} = r_{\text{рез1*}} + r_{\text{т*}} = 1,02 + 0,85 = 1,87 \text{ в.о.};$$

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

$$x_{\text{pez2*}} = x_{\text{pez1*}} + x_{T*} = 2,73 + 14 = 16,73 \text{ в.о.};$$

$$z_{\text{pez2*}} = \sqrt{r_{\text{pez2*}}^2 + x_{\text{pez2*}}^2} = \sqrt{1,87^2 + 16,73^2} = 16,83;$$

- точка K_3 :

$$r_{\text{pez3*}} = r_{\text{pez2*}} + r_{\text{кл16*}} = 1,87 + 0,296 = 2,16;$$

$$x_{\text{pez3*}} = x_{\text{pez2*}} + x_{\text{кл16*}} = 16,73 + 0,075 = 16,81;$$

$$z_{\text{pez3*}} = \sqrt{r_{\text{pez3*}}^2 + x_{\text{pez3*}}^2} = \sqrt{2,16^2 + 16,81^2} = 16,95;$$

- точка K_4 :

$$r_{\text{pez4*}} = r_{\text{pez3*}} + r_{\text{кл18*}} = 2,16 + 0,402 = 2,56;$$

$$x_{\text{pez4*}} = x_{\text{pez3*}} + x_{\text{кл18}} = 16,81 + 0,078 = 16,89;$$

$$z_{\text{pez4*}} = \sqrt{r_{\text{pez4*}}^2 + x_{\text{pez4*}}^2} = \sqrt{2,56^2 + 16,81^2} = 17,08;$$

- точка K_5 :

$$r_{\text{pez5*}} = r_{\text{pez4*}} + r_{\text{кл9*}} = 2,56 + 1,615 = 4,178;$$

$$x_{\text{pez5*}} = x_{\text{pez4*}} + x_{\text{кл9*}} = 16,89 + 0,172 = 17,052;$$

$$z_{\text{pez5*}} = \sqrt{r_{\text{pez5*}}^2 + x_{\text{pez5*}}^2} = \sqrt{4,178^2 + 17,052^2} = 17,56.$$

Ударні коефіцієнти струмів КЗ:

$$k_{y1} = 1 + e^{(-0,01/T_{a1})} = 1 + e^{(-0,01/0,0086)} = 1,311;$$

$$k_{y2} = 1 + e^{(-0,01/T_{a2})} = 1 + e^{(-0,01/0,0285)} = 1,704;$$

$$k_{y3} = 1 + e^{(-0,01/T_{a3})} = 1 + e^{(-0,01/0,0247)} = 1,668;$$

$$k_{y4} = 1 + e^{(-0,01/T_{a4})} = 1 + e^{(-0,01/0,021)} = 1,621;$$

$$k_{y5} = 1 + e^{(-0,01/T_{a5})} = 1 + e^{(-0,01/0,013)} = 1,463,$$

де T_a – постійна часу затухання:

$$T_{a1} = \frac{x_{\text{pez1}}}{\omega \cdot r_{\text{pez1}}} = \frac{2,73}{314,16 \cdot 1,016} = 0,0086 \text{ с};$$

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

$$T_{a2} = \frac{x_{\text{рез2}}}{\omega \cdot r_{\text{рез2}}} = \frac{16,73}{314,16 \cdot 1,87} = 0,0285 \text{ с};$$

$$T_{a3} = \frac{x_{\text{рез3}}}{\omega \cdot r_{\text{рез3}}} = \frac{16,81}{314,16 \cdot 2,16} = 0,0247 \text{ с};$$

$$T_{a4} = \frac{x_{\text{рез4}}}{\omega \cdot r_{\text{рез4}}} = \frac{16,89}{314,16 \cdot 2,56} = 0,021 \text{ с};$$

$$T_{a5} = \frac{x_{\text{рез5}}}{\omega \cdot r_{\text{рез5}}} = \frac{17,56}{314,16 \cdot 4,178} = 0,013 \text{ с}.$$

Надперехідні струми КЗ:

$$I_1'' = \frac{E_*'' \cdot I_{\text{бI}}}{z_{\text{рез1}*}} = \frac{1 \cdot 15,7}{2,92} = 5,38 \text{ кА};$$

$$I_2'' = \frac{E_*'' \cdot I_{\text{бII}}}{z_{\text{рез2}*}} = \frac{1 \cdot 55}{16,84} = 3,27 \text{ кА};$$

$$I_3'' = \frac{E_*'' \cdot I_{\text{бII}}}{z_{\text{рез3}*}} = \frac{1 \cdot 55}{16,95} = 3,24 \text{ кА};$$

$$I_4'' = \frac{E_*'' \cdot I_{\text{бII}}}{z_{\text{рез4}*}} = \frac{1 \cdot 55}{17,08} = 3,22 \text{ кА};$$

$$I_5'' = \frac{E_*'' \cdot I_{\text{бII}}}{z_{\text{рез5}*}} = \frac{1 \cdot 55}{17,56} = 3,13 \text{ кА},$$

де E_*'' – надперехідна ЕРС, в.о.

Ударні струми КЗ від живлячої енергосистеми в розрахункових точках:

$$i_{\text{уд1}} = \sqrt{2} k_{\text{уд1}} \cdot I_1'' = \sqrt{2} \cdot 1,311 \cdot 5,38 = 9,98 \text{ кА};$$

$$i_{\text{уд2}} = \sqrt{2} k_{\text{уд2}} \cdot I_2'' = \sqrt{2} \cdot 1,704 \cdot 3,27 = 7,87 \text{ кА};$$

$$i_{\text{уд3}} = \sqrt{2} k_{\text{уд3}} \cdot I_3'' = \sqrt{2} \cdot 1,668 \cdot 3,24 = 7,65 \text{ кА};$$

$$i_{\text{уд4}} = \sqrt{2} k_{\text{уд4}} \cdot I_4'' = \sqrt{2} \cdot 1,62 \cdot 3,22 = 7,38 \text{ кА};$$

$$i_{\text{уд5}} = \sqrt{2} k_{\text{уд5}} \cdot I_5'' = \sqrt{2} \cdot 1,463 \cdot 3,13 = 6,48 \text{ кА}.$$

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

Таблиця 6.1 – Розрахунок струмів КЗ у СЕП машинобудівного заводу

Номер точки 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	0,32	0,134	4,300	1,016	0,425	1,016	2,726	2,909	0,0085	1,310	5,39	9,99
K_2	-	-	-	-	-	1,866	16,726	16,830	0,0285	1,704	3,27	7,87
K_3	0,326	0,083	0,100	0,296	0,075	2,162	16,801	16,940	0,0247	1,667	3,25	7,65
K_4	0,443	0,086	0,100	0,402	0,078	2,564	16,879	17,073	0,0210	1,621	3,22	7,38
K_5	0,89	0,095	0,200	1,615	0,172	4,178	17,052	17,556	0,0130	1,463	3,13	6,48
K_6	0,89	0,095	0,120	0,969	0,103	2,835	16,829	17,066	0,0189	1,589	3,22	7,24
K_7	0,443	0,086	0,190	0,763	0,148	2,630	16,874	17,078	0,0204	1,613	3,22	7,34
K_8	0,89	0,095	0,085	0,686	0,073	3,316	16,947	17,269	0,0163	1,541	3,18	6,94
K_9	0,443	0,086	0,200	0,804	0,156	2,670	16,882	17,092	0,0201	1,608	3,22	7,32
K_{10}	0,89	0,095	0,125	1,009	0,108	3,679	16,990	17,383	0,0147	1,506	3,16	6,74
K_{11}	0,443	0,086	0,200	0,804	0,156	2,670	16,882	17,092	0,0201	1,608	3,22	7,32
K_{12}	0,89	0,095	0,090	0,727	0,078	3,396	16,959	17,296	0,0159	1,533	3,18	6,89
K_{13}	0,89	0,095	0,030	0,242	0,026	2,108	16,752	16,884	0,0253	1,673	3,26	7,71

6.2 Вибір кабельних ліній

Проведемо вибір КЛ-16 по якій отримує живлення ТП-6 від ЗРУ 10 кВ.

Переріз кабелю вибирається за допустимим струмовим навантаженням [1]:

$$I'_{\text{доп}} = k_{\text{п}} \cdot I_{\text{доп}} \geq I_{\text{р}};$$

$$0,92 \cdot 192 = 176,6 > 116,5 \text{ А,}$$

де $k_{\text{п}}$ – коефіцієнт, що враховує число кабелів, які працюють під навантаженням і прокладені поряд, приймаємо для 2-х кабелів згідно [1];

$I_{\text{доп}}$ – тривалий допустимий струм кабелю по умовами нагріву [1], для попередньо прийнятого до розгляду кабелю марки ААБл з перетином струмопровідних жил (3×95) становить $I_{\text{доп}} = 192 \text{ А}$.

$I_{\text{р}}$ – розрахунковий струм КЛ-16 у нормальному режимі роботи:

$$I_{\text{р}} = \frac{S_{\text{р}}}{\sqrt{3}U_{\text{ном}}} = \frac{2115,8}{\sqrt{3} \cdot 10,5} = 116,5 \text{ А,}$$

$S_{\text{р}}$ – розрахункове навантаження КЛ-16, визначене за методом впорядкованих діаграм (табл. А.2).

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

Прийнятий кабель перевіряємо за умовою роботи в після аварійному режимі:

$$I_{\text{п.ав.доп}} = k_{\text{д.ав.п}} \cdot I'_{\text{д}} > I_{\text{ав}} = k_{\text{ав.п}} \cdot I'_{\text{д}};$$

$$1,25 \cdot 176,6 = 220,8 > 1,75 \cdot 116,5 = 203,9 \text{ А},$$

де $I_{\text{п.ав.доп}}$ – допустимий струм у кабелі з урахуванням його перевантаження, А;
 $k_{\text{ав.п}}$ – коефіцієнт, що враховує допустиме перевантаження кабелю тривалістю до 3 год, за умови, що його завантаження штатному режимі роботи було:

$$k_3 = I_p / I'_{\text{д}} = 116,5 / 176,6 = 0,66 < 0,8;$$

$k_{\text{ав.п}}$ – коефіцієнт перевантаження КЛ-16 у післяаварійному режимі роботи.

Перетин кабелів 10 кВ, що задовольняє умову термічної стійкості:

$$F_{\text{min}} = \frac{1}{C} \sqrt{B_k} = \frac{1}{90} \cdot \sqrt{6,1 \cdot 1000} = 27,5 \text{ мм}^2;$$

де C – коефіцієнт, рівний 100, $\text{А} \cdot \text{с}^{0,5} / \text{мм}^2$ для КЛ 10 кВ [4];

B_k – термічний імпульс:

$$B_k = I''^2 \cdot (t_{\text{від}} + T_a) = 3,27^2 \cdot (0,542 + 0,029) = 6,1 \text{ кА}^2 \cdot \text{с},$$

де I'' – усталене значення струму КЗ, кА;

$t_{\text{від}}$ – час відключення КЛ.

Отже, мінімально допустимий перетин кабелю 10 кВ, що відповідає умові термічної стійкості – 35 мм².

Попередньо вибраний кабель ААБл-(3х95) для КЛ-16 задовольняє відповідає всім критеріям вибору та умовам експлуатації, тому його приймаємо до прокладання.

Вибір перерізів для інших кабельних ліній 10 кВ здійснювався за аналогічною методикою; результати розрахунків та обрані марки кабелів представлено в табл. 6.2.

Кабелі 35 кВ з ізоляцією зі зшитого поліетилену перевіряємо на термічну стійкість за еквівалентним струмом КЗ тривалістю 1 с [7]:

$$I_{\text{кз}} = \frac{I_{\text{кз.1}}}{\sqrt{t_{\text{від}}}} = \frac{8,9}{\sqrt{1,38}} = 7,6 \text{ кА};$$

де I_1 – номінальний струм КЗ тривалістю 1 с за температури жили кабелю 60 °С.

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

Перевірка

$$I_{кз} = 7,6 > I'' = 6,82 \text{ кА.}$$

Отже, попередньо вибрані кабельні лінії з кабелем АПВЕКП-35-(3×95/16) задовольняють умові термічної стійкості.

Таблиця 6.2 – Вибір кабелів 10 кВ

№ КЛ	№ ЕП	l, км	I _p , А	F', мм ²	I _д , А	k _п	I _д ', А	k _з	k _{д.ав.п}	k _{ав.п}	I _{п.ав.доп} ≥ I _{ав} , А	Тип кабелю, що прийнятий до прокладання
20, 21	КУ-1, 2	0,030	33,0	35	110	1,00	110,0	0,30	1,25	1,0	137,5 > 33,0	ААБл-(3х35)
10, 19	ТП-10	0,200	76,6	70	162	0,81	131,2	0,57	1,25	2,0	164,0 > 153,1	ААБл-(3х70)
3, 13	ТП-3	0,125	39,5	35	110	0,92	101,2	0,39	1,25	2,0	126,5 > 78,9	ААБл-(3х35)
1, 11	ТП-1	0,270	75,6	70	162	0,81	131,2	0,57	1,25	2,0	164,0 > 151,1	ААБл-(3х70)
2, 12	ТП-2	0,090	39,9	35	110	0,92	101,2	0,39	1,25	2,0	126,5 > 79,9	ААБл-(3х35)
4, 14	ТП-4	0,190	78,4	70	162	0,81	131,2	0,59	1,25	2,0	164,0 > 156,8	ААБл-(3х70)
5, 15	ТП-5	0,085	39,2	35	110	0,92	101,2	0,39	1,25	2,0	126,5 > 78,4	ААБл-(3х35)
7, 17	ТП-7	0,120	39,8	35	110	0,92	101,2	0,39	1,25	2,0	126,5 > 79,7	ААБл-(3х35)
16	ТП-6	0,100	116,5	95	192	0,92	176,6	0,62	1,25	1,75	220,8 > 203,8	ААБл-(3х95)
18	ТП-8	0,100	78,4	70	162	0,92	149,0	0,52	1,25	2,0	186,3 > 156,8	ААБл-(3х70)
9	ТП-9	0,200	39,2	35	110	1,00	110,0	0,28	1,25	1,0	137,5 > 39,2	ААБл-(3х35)
6	ТП-6	0,100	77,2	70	162	0,92	149,0	0,51	1,25	2,0	186,3 > 154,5	ААБл-(3х70)
8	ТП-8	0,100	78,1	50	134	0,92	123,3	0,61	1,25	2,0	154,1 ≈ 156,2	ААБл-(3х50)

6.3 Вибір високовольтного електрообладнання

Вибір усіх електроапаратів представлено в табличній формі: ліва частина таблиці містить розрахункові значення, а права – відповідні каталожні параметри. Електроапарат вважається таким, що задовольняє умови перевірки, якщо його каталожні параметри перевищують (або дорівнюють) розрахунковим параметрам.

6.3.1. Вибір вимикачів

Попередньо вибираємо в якості лінійного (РУ 35 кВ ПС енергосистеми, ввідного ВРУ 35 кВ ГЗП заводу), вимикач типу ВР35НС-35-20/1600У1. Перевірка правильності вибору вимикача виконана в табл. 6.3.

												Арк.
Зм.	Арк.	№ докум.	Підпис.	Дата								51

Таблиця 6.3 – Вибір лінійного вимикача ВРУ 35 кВ

Розраховані параметри	Каталожні параметри вимикача ВР35НС-35-20/1600У1
$U_{уст} = 35 \text{ кВ}$	$U_{max} = 40,5 \text{ кВ}$
$I_p = \frac{S_p}{n\sqrt{3}U_{ном}} = \frac{12366,1}{2 \cdot \sqrt{3} \cdot 36,8} = 97,1 \text{ А}$	$I_{ном} = 1600 \text{ А}$
$I_{p,max} = k_{ап} \cdot I_p = 2 \cdot 97,1 = 194,2 \text{ А}$	$I_{ном} = 1600 \text{ А}$
$I_{пт} \approx I'' = 6,8 \text{ кА}$	$I_{від,ном} = 20 \text{ кА}$
$i_{ат} = 1,3 \text{ кА}$	$i_{а,ном} = \frac{\sqrt{2}\beta_n I_{дин}}{100} = \frac{\sqrt{2} \cdot 32 \cdot 20}{100} = 9,1 \text{ кА}$
$I'' = 6,8 \text{ кА}$	$I_{дин} = 20 \text{ кА}$
$i_{уд} = \sqrt{2}k_{уд}I'' = \sqrt{2} \left(1 + e^{\frac{0,01}{0,025}} \right) 6,8 = 16,1 \text{ кА}$	$i_{дин} = \sqrt{2} \cdot 1,8 \cdot I_{дин} = \sqrt{2} \cdot 1,8 \cdot 20 = 51 \text{ кА}$
$B_k = 65,4 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_k = I_{н.т}^2 \cdot t_{т.н} = 20^2 \cdot 3 = 1200 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$

де $i_{а,\tau}$ – аперіодична складова струму КЗ для часу τ :

$$i_{а,\tau} = \sqrt{2}I'' \cdot e^{-\tau/T_a} = \sqrt{2} \cdot 6,8 \cdot e^{-0,05/0,025} = 1,3 \text{ кА};$$

τ – відрізок часу від початку КЗ до розходження контактів вимикача:

$$\tau = t_{з,мін} + t_{в,ч} = 0,01 + 0,04 = 0,05 \text{ с};$$

$t_{рз,мін}$ – мінімальний час дії РЗ [5, 6];

$t_{в,ч}$ – власний час вимкнення вимикача, складає 35-50 мс;

$t_{п,ч,в}$ – сумарний час вимкнення вимикача [5, 6]

$$t_{п,ч,в} = t_{в,ч} + t_{рз,макс} = 0,04 + 1,34 = 1,38 \text{ с},$$

$t_{рз,макс}$ – максимальна затримка часу спрацювання РЗ прийнята на основі ступеню селективності 0,2 с, що забезпечується цифровими реле;

B_k – термічний імпульс

$$B_k = I''^2 (t_{в} + T_a) = 6,8^2 \cdot (1,38 + 0,025) = 65,4 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}.$$

Виконані перевірки показали, що прийнятий до попереднього розгляду вимикач ВР35НС-35-20/1600У1 відповідає всім критеріям вибору, тому приймається рішення про його встановлення.

Вибір інших вимикачів ЗРУ 10 кВ приведено в додатку В.

					Арк.
Зм.	Арк.	№ докум.	Підпис.	Дата	52

6.3.2. Вибір роз'єднувачів

Попередньо приймаємо до розгляду роз'єднувач РНДЗ-2-35/1000УХЛ, вибір якого представлено в табл. 6.4.

Таблиця 6.4 – Вибір роз'єднувача РУ 35 кВ

Розраховані параметри	Каталожні параметри роз'єднувача РНДЗ-2-35/1000УХЛ
$U_{\text{дій}} = 35 \text{ кВ}$	$U_{\text{макс}} = 35 \text{ кВ}$
$I_{\text{р.макс}} = 194,2, \text{ А}$	$I_{\text{н}} = 1000 \text{ А}$
$i_{\text{уд}} = 16,1 \text{ кА}$	$i_{\text{дин.н}} = 63 \text{ кА}$
$B_{\text{к}} = I''^2 (t_{\text{в}} + T_{\text{а}}) = 6,8^2 (1,38 + 0,025) = 65,4 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$I_{\text{н.т}}^2 \cdot t_{\text{т.н}} = 25^2 \cdot 4 = 2500 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$

Отже, попередньо прийнятий до розгляду роз'єднувач марки РНДЗ-2-35/1000УХЛ відповідає всім критеріям вибору, тому приймаємо рішення про його встановлення.

6.3.3. Вибір вимикач навантаження

Приймаємо до розгляду вимикач навантаження ВНР-10/400-10зУЗ для установки у ввідних шафах 10 кВ ЦТП. Його вибір представлено у табл. 6.5.

При розрахунку термічного імпульсу вимикача навантаження приймаємо, що $t_{\text{в}} = 0,008$ – середній час спрацювання запобіжника [5, 6].

Отже, прийнятий до розгляду вимикач ВНР-10/400-10зУЗ задовольняє всім критеріям вибору, тому приймаємо рішення щодо його встановлення.

Таблиця 6.5 – Вибір вимикача навантаження ЦТП 10 кВ

Розраховані параметри	Каталожні параметри вимикача навантаження ВНР-10/400-10зУЗ
$U_{\text{ном}} = 10 \text{ кВ}$	$U_{\text{макс}} = 12 \text{ кВ}$
$I_{\text{р}} = \frac{S_{\text{р}}}{n\sqrt{3}U_{\text{н}}} = \frac{1450,6}{2 \cdot \sqrt{3} \cdot 10,5} = 39,9 \text{ А}$	$I_{\text{від.ном}} = 400 \text{ А}$
$I_{\text{макс}} = k_{\text{ап}} \cdot I_{\text{р}} = 2 \cdot 39,9 = 79,8 \text{ А}$	$I_{\text{макс}} = 800 \text{ А}$
$i_{\text{уд}} = 7,87 \text{ кА}$	$i_{\text{дин.н}} = 25 \text{ кА}$
$B_{\text{к}} = I''^2 (t_{\text{в}} + T_{\text{а}}) = 3,3^2 (0,008 + 0,017) = 0,26 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$I_{\text{н.т}}^2 \cdot t_{\text{т.н}} = 10^2 \cdot 1 = 100 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$

6.3.4. Вибір високовольтних запобіжників

Для подальших розрахунків попередньо обрано запобіжник марки ПКТ103-10-12,5У3, що має номінальним струм патрона $I_{п.ном}$ і струмом плавкої вставки $I_{п.в}$ 100 А. Перевірка правильності вибору виконана в табл. 6.6.

Таблиця 6.6 – Вибір запобіжників

Розраховані параметри	Каталожні параметри запобіжника ПКТ103-10-12,5У3
$U_{дій} = 10,5$ кВ	$U_{max} = 12$ кВ
$I_p = 39,9$ А	$I_{пат.ном} = 100$ А
$I_{max} = 79,8$ А	$I_{пв.ном} = 100$ А
$I'' = 3,25$ кА	$I_{вим.ном} = 12,5$ кА

Отже, попередньо вибраний запобіжник ПКТ103-10-12,5У3 відповідає всім критеріям вибору, тому приймаємо рішення про його встановлення.

6.3.5. Вибір трансформаторів власних потреб

Для забезпечення надійної роботи обладнання ГЗП необхідно правильно обрати потужність трансформаторів власних потреб (ТВП). Вибір здійснюється на основі розрахунку сумарного електричного навантаження всіх споживачів власних потреб ГЗП.

Спочатку формуємо перелік споживачів власних потреб ГЗП, згідно з рекомендаціями [5, 6]. Для кожного споживача з цього переліку визначається його розрахункові активна P_y та реактивна Q_y потужності.

Як приклад, розглянемо розрахунок потужності, споживаної системою охолодження силових трансформаторів типу ТДНС-10000-35/10:

- активна складова:

$$P_{y\Sigma} = n_{т} p_y = 2 \cdot 1,5 = 3,0 \text{ кВт};$$

де p_y – встановлена потужність системи охолодження трансформатора, кВт;

- реактивна складова

$$Q_{y\Sigma} = P_{y\Sigma} \operatorname{tg}\varphi = 3,0 \cdot 0,59 = 1,8 \text{ квар};$$

Розрахунок потужностей для інших споживачів власних потреб (освітлення, обігрів, приводи роз'єднувачів, системи релейного захисту та автоматики тощо) виконується аналогічним чином. Отримані результати розрахунків для всіх споживачів зводяться до табл. 6.8

На основі даних таблиці 6.7 визначаються сумарна розрахункова потужності всіх споживачів власних потреб ГЗП:

$$S_p = k_{\Pi} \sqrt{P_{y\Sigma}^2 + Q_{y\Sigma}^2} = 0,8 \cdot \sqrt{38,3^2 + 1,8^2} = 30,7 \text{ кВ}\cdot\text{А};$$

де k_{Π} – коефіцієнт попиту, приймаємо 0,8 по [5, 6].

Оскільки експлуатація ГЗП планується без постійного чергового персоналу то на ній передбачається встановлення 2-х ТВП. Вибір їх номінальної потужності $S_{T,ном}$ здійснюється з урахуванням забезпечення надійності електропостачання. Таким чином, номінальна потужність одного трансформаторів власних потреб повинна бути не меншою за повне розрахункове навантаження:

$$S_{T,ном} = 40 \geq S_p = 30,7 \text{ кВА}.$$

Отже, до встановлення на ГЗП приймаються два трансформатори власних потреб типу ТСКС-40/10, номінальною потужністю 40 кВ·А кожний.

Таблиця 6.7 – Розрахунок потужності споживачів власних потреб ГЗП

Вид споживача	Установлена потужність, кВт		tgφ	Навантаження	
	одиниці	сумарна		$P_{y\Sigma}$, кВт	$Q_{y\Sigma}$, квар
Охолодження трансформаторів ТДНС-10000-35/10	2x1,5	3,0	0,59	3,0	1,8
Підігрів приводів вимикачів ВРУ 35 кВ	2x1,15	2,3	0,0	2,3	0,0
Освітлення ВРУ 35 кВ	-	4,0	0,0	4,0	0,0
Підігрів шаф КРУ 10 кВ	0,6 x 20	12,0	0,0	12,0	0,0
Підігрів шаф РЗ	0,5x20	10,0	0,0	10,0	0,0
Опалення, освітлення ЗРУ 10 кВ	-	5,0	0,0	5,0	0,0
Споживання оперативними колами	-	2,0	0,0	2,0	0,0
Всього				38,3	1,8

2. Формування достовірних енергетичних балансів – отримання валідованих даних про споживання електроенергії на всіх ієрархічних рівнях для аналізу, прогнозування, планування розвитку мереж та зменшення втрат.

3. Підвищення енергоефективності та оптимізація енергоспоживання: – надання інструментів для аналізу режимів електроспоживання, виявлення потенціалу економії та підтримка програм управління попитом.

4. Моніторинг та контроль якості електроенергії – оцінка відповідності показників якості (напруга, частота, гармоніки тощо) встановленим стандартам, що важливо для захисту обладнання споживачів та визначення відповідальності за відхилення.

Сучасна АСКОЕ промислового підприємства повинна забезпечувати комплексне вирішення завдань, зокрема:

I. Збір даних:

- автоматизований, регламентований та дистанційний збір даних з багатотарифних, багатофункціональних приладів обліку електроенергії;
- підтримку гнучких та стандартизованих періодів інтеграції вимірюваних величин (наприклад, 1, 5, 10, 15, 30, 60 хвилин або з можливістю конфігурації) для формування детальних профілів навантаження та генерації;
- реєстрацію широкого спектра параметрів: активна, реактивна (у 4-х квадрантах) і повна енергія та потужність; миттєві значення параметрів мережі (напруга, струм); основні показники якості електроенергії;

II. Обробку та управління даними:

- проведення процедур валідації, верифікації та редагування даних для забезпечення їх достовірності та повноти;
- формування та довгострокове безпечне зберігання архівів комерційної та технічної інформації з розмежуванням прав доступу та веденням журналу подій;
- автоматизований облік спожитої для кожної тарифної зони, з можливістю агрегації даних за різні періоди (година, доба, декада, місяць, рік);
- визначення та фіксація максимальних значень потужності за встановлені періоди інтеграції для кожної тарифної зони та точки обліку.
- генерація стандартизованих та користувацьких звітних форм, забезпечення інформаційного обміну з суміжними автоматизованими системами через захищені протоколи та інтерфейси (API);

III. Системні можливості та безпеку:

- можливість дистанційного програмування та конфігурування приладів обліку (тарифні розклади, параметри зв'язку, ліміти потужності тощо).

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

- забезпечення високого рівня кібербезпеки на всіх рівнях системи – шифрування каналів зв'язку та даних, автентифікація та авторизація користувачів, захист від несанкціонованого доступу та втручань;

- гарантоване збереження даних обліку в енергонезалежній пам'яті приладів обліку (наприклад, не менше 60-90 діб) та в центральній базі даних системи.

- автоматичне відновлення працездатності системи та цілісності даних після збоїв електроживлення чи інших нештатних ситуацій;

- наявність засобів діагностики стану компонентів АСКОЕ (лічильників, каналів зв'язку, серверного обладнання) та оперативне сповіщення про несправності;

IV. Підтримку синхронізації єдиного точного часу в усій системі.

Враховуючи наведений розширений функціонал та стратегічну важливість сучасних АСКОЕ, їх ефективна реалізація безпосередньо залежить від правильного підбору як загальної архітектури системи, так і її ключових компонентів.

7.2 Обґрунтування архітектури АСКОЕ

Для промислових підприємств оптимальним рішенням є впровадження АСКОЕ з багаторівневою архітектурою, типову структуру якої наведено на рис. 7.1.

АСКОЕ функціонує як система реального часу. Її основне призначення – автоматизований збір інформації з лічильників електроенергії та її подальша обробка. Ключовою метою АСКОЕ є оперативне забезпечення суб'єктів ринку актуальними даними про поточні та інтегральні (сумарні) обсяги спожитої електроенергії. У цій системі електролічильник виступає базовим засобом для вимірювання та обліку електричної енергії. Для ефективного виконання цих функцій обліку та забезпечення збору даних, більшість лічильників електроенергії підтримують постійний зв'язок із центрами збору даних (ЦЗД) першого (нижнього) рівня через прямі канали зв'язку та опитуються відповідно до встановленого регламенту.

Первинна інформація, отримана з лічильників, надходить до бази даних (БД) ЦЗД першого рівня, де здійснюється її попередня обробка. На наступному, другому (верхньому) рівні, у відповідному ЦЗД відбувається подальше агрегування, структурування та збереження інформації у центральній БД. Для управління базами даних у таких системах можуть використовуватися сучасні СУБД (MS SQL або PostgreSQL).

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

У масштабних АСКОЕ можлива паралельна робота декількох комунікаційних серверів. При цьому повний опис параметрів системи збору даних, електричних та розрахункових схем об'єктів обліку, а також уся первинна та розрахункова інформація централізовано зберігаються на сервері баз даних та програмному забезпеченні ЦЗД.

Як правило, ЦЗД виконують функції збору, обробки та зберігання даних. Автоматизовані робочі місця (АРМ) користувачів підключаються до ЦЗД через локальну обчислювальну мережу. На об'єктах з невеликою кількістю точок обліку функції АРМ може виконувати ЦЗД першого рівня. Зв'язок між ЦЗД першого та другого рівнів забезпечується за допомогою виділених каналів зв'язку. Сервер збору даних ЦЗД другого рівня автоматично, згідно із заданим розкладом, запитує необхідну інформацію з БД ЦЗД першого рівня.

Застосування багаторівневої АСКОЕ для територіально розподілених середніх та великих підприємств або енергосистем дозволяє ефективно вирішувати завдання, сформульовані у п. 7.1.

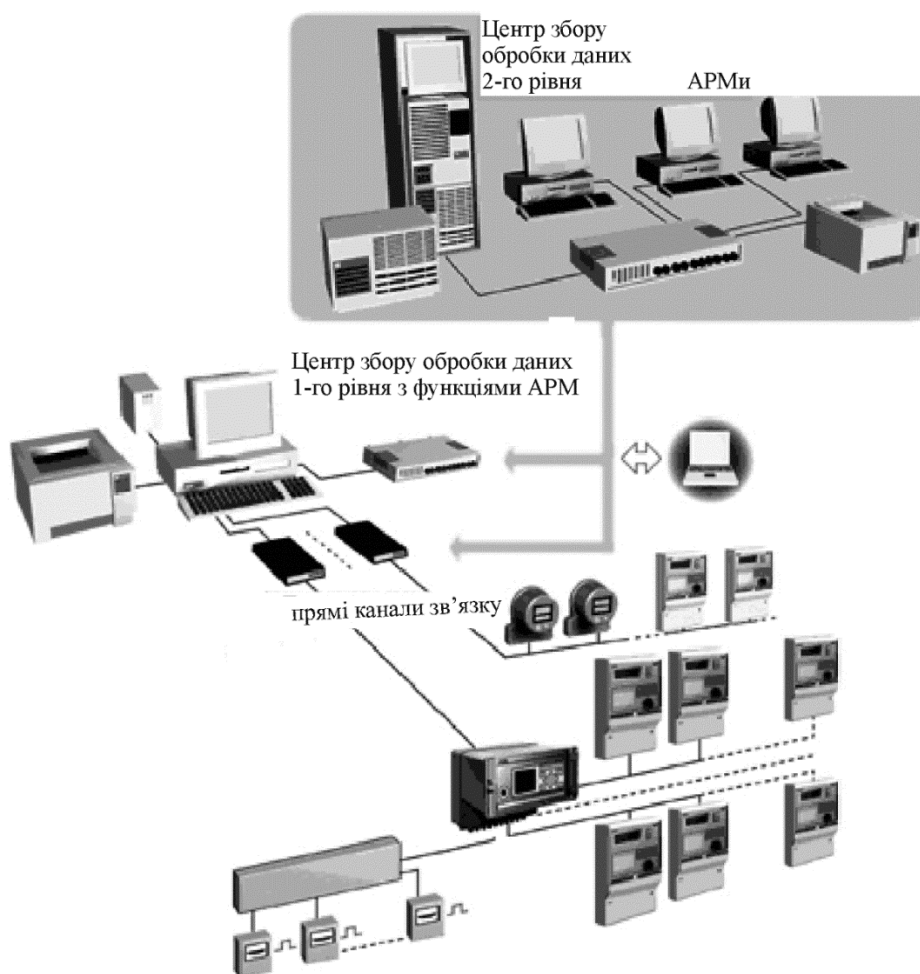


Рисунок 7.1 – Структурна схема багаторівневої АСКОЕ заводу [10]

7.3 Вибір каналів передачі даних

Вибір каналів передачі даних є критично важливим етапом при побудові АСКОЕ, що впливає на надійність, вартість та функціональність системи. Канал передачі даних – це комплекс технічних засобів та протоколів, що забезпечують обмін цифровою інформацією між компонентами системи (лічильниками, концентраторами, серверами) через різні фізичні середовища. Для промислових підприємств найбільшого поширення отримали дротові канали, а при передачі на значні відстані – радіоканали.

Кручена пара – широко розповсюджений та економічно вигідний тип кабелю. Часто використовується для реалізації промислових інтерфейсів, таких як RS-485, що дозволяє об'єднувати до кілька десятків лічильників на одній шині. Головною його перевагою такого каналу зв'язку є низька вартість кабелю та монтажу, простота підключення, достатня надійність для передачі даних на помірні відстані (для RS-485 – до 1,2 км) у межах цехів, ЗРУ 10 кВ.

Основним недоліком є чутливість до електромагнітних завад, що особливо актуально в промислових умовах, тому при улаштуванні таких ліній зв'язку використовуються кабелі з якісним екраном та обов'язковим його заземленням.

Волоконно-оптичні лінії зв'язку – забезпечують передачу даних за допомогою світлових сигналів по оптичному волокну. Вони мають найвищу швидкість передачі даних та пропускну здатність, імунітет до електромагнітних завад, високий рівень захисту від несанкціонованого доступу, можливість передачі на великі відстані без значних втрат сигналу.

Однак, вони мають вищі капітальні витрати на кабель, обладнання та монтаж порівняно з мідними лініями. Вимагають більш кваліфікованого персоналу для прокладання та обслуговування. Зазвичай їх використовують як магістральні канали зв'язку в АСКОЕ (між віддаленими об'єктами підприємства, дата-центрами, вузлами збору даних високого рівня), де потрібна висока надійність та обсяги передачі даних.

Радіоканали (зокрема, стільниковий зв'язок GSM/GPRS/LTE) – передача даних відбувається за допомогою радіохвиль. Стільниковий зв'язок використовує інфраструктуру мобільних операторів. Використання цих технологій не потребує потреби в прокладанні фізичних ліній, що значно спрощує та здешевлює розгортання системи для територіально розподілених об'єктів або точок обліку, забезпечує швидке введення в експлуатацію.

Лічильники комерційного обліку електроенергії встановлюються на ГЗП енергопостачальної організації (в шафах ЗРУ 10 кВ), яка слугує точкою приєднання підприємства до зовнішніх мереж. Оскільки ця підстанція

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

розташована на значній відстані від основної території підприємства (близько 3,5 км), для підключення зазначених лічильників до АСКОЕ оптимальним є використання GSM-каналу, який забезпечує необхідну гнучкість для таких віддалених точок обліку.

Опитування лічильників технічного обліку, що розміщених безпосередньо на території заводу, влаштовуються канали зв'язку на основі кабелю "кручена пара" для організації інтерфейсу RS-485. Кабель повинен бути не нижче стандарту Cat 6A. Цей підхід є економічно ефективним рішенням для побудови внутрішніх (локальних) мереж збору даних.

7.4 Вибір систем обліку електроспоживання, лічильників електроенергії

На основі проведеного аналізу для машинобудівного заводу проектуємо АСКОЕ на основі багаторівневої структури.

На інформаційно-обчислювальному рівні системи передбачається встановлення центрального сервера зі СУБД (MS SQL або PostgreSQL) та спеціалізованого програмного комплексу NovaSyS. Організовується захищений доступ до бази даних АСКОЕ з клієнтських АРМ.

Основними функціями програмного комплексу NovaSyS є наступні:

- автоматизований збір даних з електролічильників через цифрові інтерфейси (відповідно до стандартів IEC 62056 (DLMS/COSEM), раніше відомих як IEC 1107 та IEC 1142);
- автоматизоване збереження та архівування даних обліку електроенергії;
- відновлення даних з головної бази бекапів;
- верифікацію даних та формування ознаки їх валідності;
- інформаційна взаємодія з системами учасників Оптового ринку електроенергії;
- визначення потоків електроенергії по точках обліку з заданим інтервалом;
- формування звітних форм в автоматичному режимі та за запитом користувача;
- безперервне накопичення та зберігання оперативної інформації в базі даних, створення архівів на зовнішніх (резервних) носіях інформації;
- ведення «Журналів подій» АСКОЕ та електролічильників;
- забезпечення безпеки даних;
- підтримку синхронізованого системного часу з можливістю корекції;
- аналіз даних електроспоживання та підтримка функцій планування.

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

Апаратна частина АСКОЕ машинобудівного заводу реалізується за структурною схемою, наведеною на рис. 7.1. Ключовими компонентами є:

- контролер збору даних (КЗД): NIK KC-02-200.
- лічильники комерційного обліку: Landis&Gyr ZMY405CU0L40.01.1025.S2;
- лічильники технічного обліку 10 кВ: NIK 2303 ARPT.120.0.15;
- лічильники технічного обліку 0,4 кВ: NIK 2303 ARPT.120.0.11;
- GSM-модеми: NIK AGSM-01;
- сервер АСКОЕ та АРМ користувачів: персональні комп'ютери під керуванням ОС Windows.

Основою системи збору даних АСКОЕ машинобудівного заводу є КЗД типу NIK KC-02. Цей пристрій призначений для дистанційного збору, накопичення та передачі на сервер даних з лічильників електроенергії, оснащених інтерфейсами RS-485, Ethernet, PLC G3, PLC (DCSK), GSM або їх комбінацією.

Контролер NIK KC-02 отримує інформацію від лічильників комерційного обліку через радіоканал (за допомогою GSM-модемів), а від лічильників технічного обліку – через дротовий інтерфейс RS-485. Зібрані дані передаються на сервер АСКОЕ для подальшої обробки, візуалізації та зберігання. Доступ до інформації та керування системою здійснюється з АРМ, підключених до сервера. Всі дані, отримані з лічильників, записуються до бази даних і використовуються для ведення комерційного обліку, аналізу режимів електроспоживання та технічного контролю.

Лічильники комерційного обліку електроенергії встановлюються на ПС енергосистеми (фідери КЛ-1, КЛ-2 35 кВ), Таке рішення забезпечує приладний облік втрат активної потужності в цих лініях. З цією метою застосовуються електронні лічильники типу Landis&Gyr ZMY405CU0L40.01.1025.S2, які дозволяють визначати широкий ряд параметрів електроспоживання та показники якості електроенергії (ПКЕ). Ці лічильники мають клас точності 0,5S (для активної енергії) та 1S (для реактивної) при підключенні через трансформатори напруги (ТН) та трансформатори струму (ТС) з номінальним вторинним струмом $I_{2ном} = 5 \text{ А}$ у трифазних мережах.

Для технічного обліку та моніторингу параметрів системи електропостачання машинобудівного заводу використовуються багатофункціональні лічильники NIK серії 2303 українського виробника. Які призначені для вимірювання активної (кл. т. 1,0) та реактивної енергії (кл. т. 2,0) і оснащені цифровим інтерфейсом RS-485 для передачі даних.

Для інтеграції цих лічильників в АСКОЕ перевага надається цифровим інтерфейсам зв'язку, що забезпечують високу достовірність передачі даних.

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

7.5 Схеми підключення КЗД, електролічильників

Для підключення ліній зв'язку до КЗД NIK KC-02 використовується стандартні роз'єми RJ-45, а для швидкої параметризації – USB (рис. 7.2).

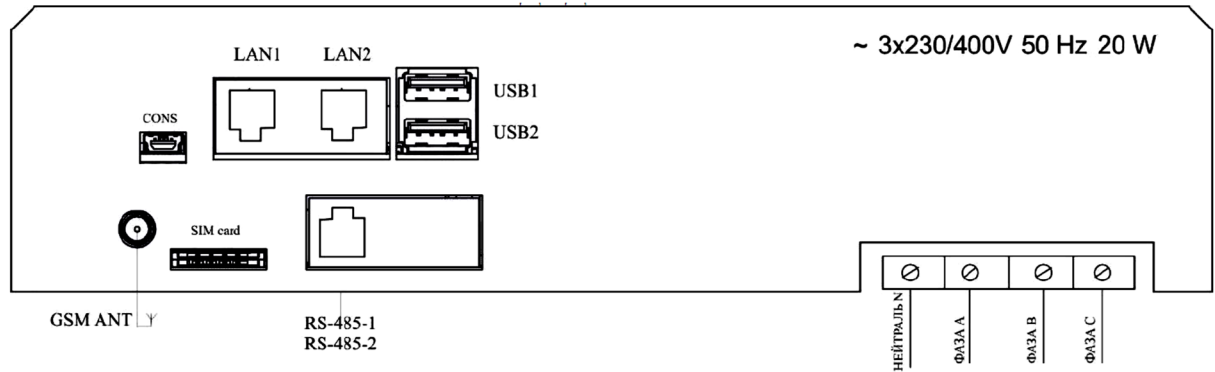


Рисунок 7.2 – Розташування інтерфейсних роз'ємів КЗД NIK KC-02

Лічильники Landis&Gyr ZMY405CU0L40.01.1025.S2 підключаються до мережі через трансформатори струму та напруги (рис. 7.3).

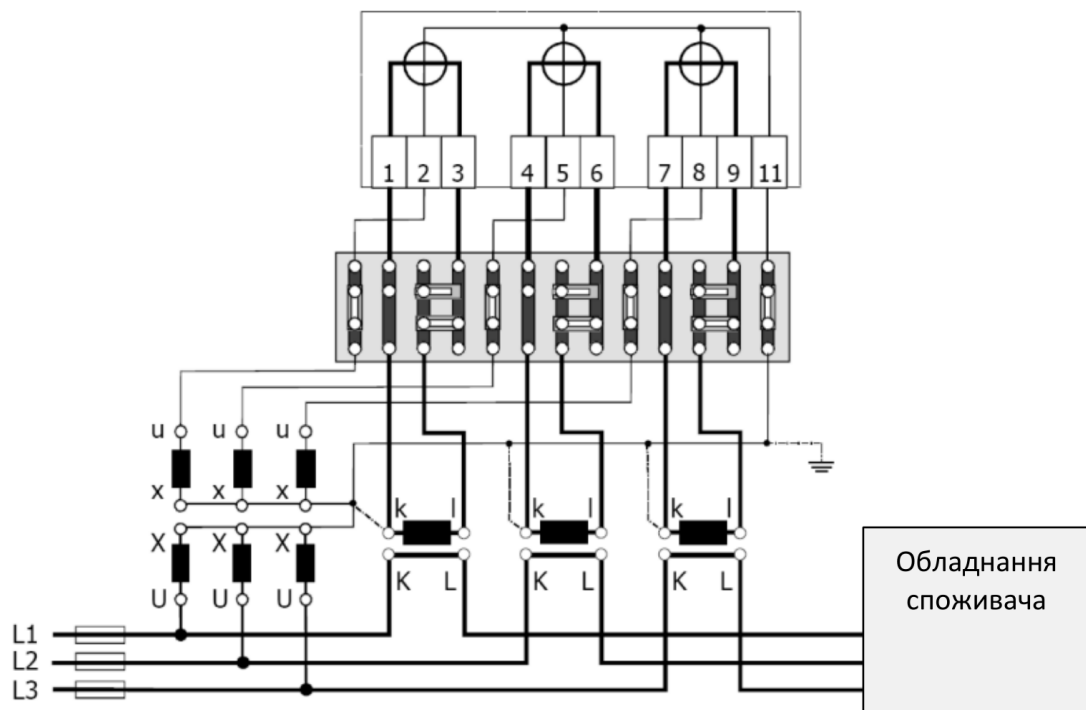


Рис. 7.3 – Схема підключення Landis&Gyr ZMY405CU0L40.01.1025.S2 до мережі високої напруги (35 кВ): 3×ТС, ТН

Зм.	Арк.	№ докум.	Підпис.	Дата

Схеми підключення електролічильників NIK2300 у трифазну три/чотири провідну мережу з ТН та без нього представлені на рис. 7.4, 7.5. У схемі представлені на рис. 7.4 ТС встановлені лише у фазах А та С, оскільки мережа 10 кВ має ізольовану нейтраль.

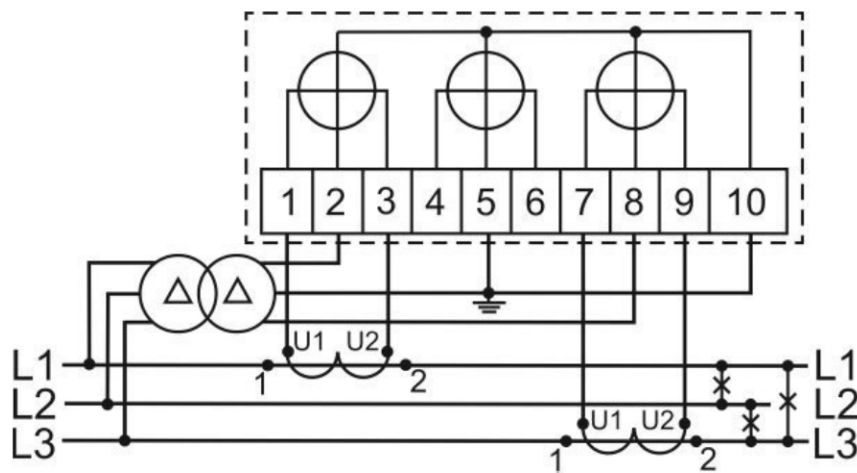


Рисунок 7.4 – Схема підключення лічильника NIK 2303 ARPT.120.0.15 до мережі високої напруги (10 кВ): 2×ТС, ТН

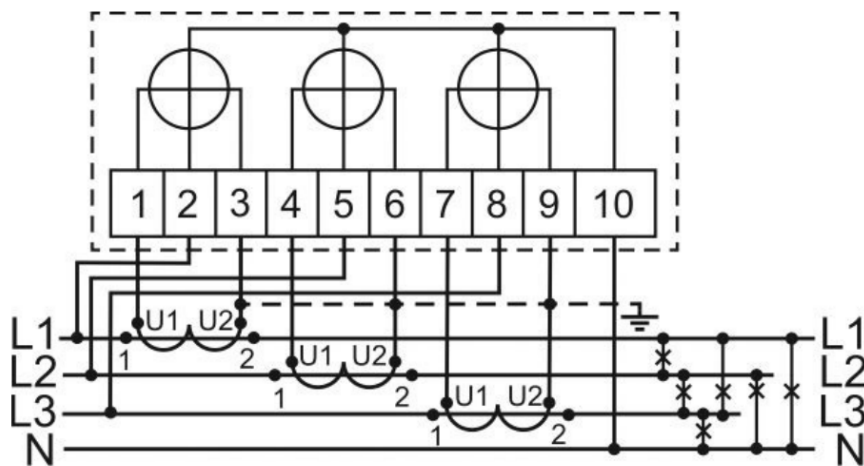


Рисунок 7.5 – Схема підключення лічильника NIK 2303 ARPT.120.0.11 до мережі низької напруги (10 кВ): 3×ТС

7.6 Вибір трансформаторів струму і напруги

7.6.1. Вибір трансформаторів струму

Для фідерів живлячої підстанції попередньо обраний трансформатор струму ТФЗМ35А-І-200/5. Перевірку коректності його вибору наведено в табл. 7.1.

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

Таблиця 7.1 – Вибір ТС 35 кВ

Розрахункові параметри	Каталожні дані трансформатора напруги ТФЗМ35А-І-200/5
$U_{уст} = 35 \text{ кВ}$	$U_{ном} = 40,5 \text{ кВ}$
$I_p = 97,1 \text{ А}$	$I_{ном} = 200 \text{ А}$
$I_{p,max} = 194,2 \text{ А}$	$I_{ном} = 200 \text{ А}$
Клас точності 0,5S	0,5S
$i_{уд} = \sqrt{2}k_{уд}I'' = \sqrt{2} \cdot 1,67 \cdot 6,8 = 16,1 \text{ кА}$	$i_{дин} = 42 \text{ кА}$
$B_k = I''^2 (t_B + T_a) =$ $= 6,82^2 (1,38 + 0,025) = 65,4 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_k = I_{Т.ном}^2 \cdot t_{Т.ном} = 7^2 \cdot 3 = 147 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$
$Z_2 = 0,91 \text{ Ом}$	$Z_{2ном} = 2,0 \text{ Ом}$

де Z_2 – навантаження ТС, розрахунок виконуємо з примушенням, що $Z_2 \approx r_2$.

Попередньо розраховуємо максимально допустимий активний опір з'єднувальних проводів [4, 5]:

$$r'_{пров} = Z_{2ном} - r_{прил} - r_k = 1,2 - 0,009 - 0,05 = 1,141 \text{ Ом};$$

де $r_{прил}$ – сумарний активний опір приладів, що підключені до вимірювальної обмотки ТС:

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

де r_k – опір контактів, приймаємо 0,05 Ом [4, 5];

$S_{прил}$ – сумарна повна потужність вимірювальних приладів, В·А.

Вибір приладів виконано згідно рекомендацій [4, 5].

Розрахунок повної потужності споживаної приладами виконано в табл. 7.2.

Таблиця 7.2 – Навантаження ТС 35 кВ

Назва приладу	Марка приладу	Пофазні навантаження, В·А		
		А	В	С
Лічильник електроенергії	ZMY405	0,125	0,125	0,125
Амперметр	Е-377	0,1	0,1	0,1
Всього		0,225	0,225	0,225

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

На основі отриманого $r'_{\text{пров}}$ знаходимо перетин з'єднувальних проводів:

$$S_{\text{пров}} = \frac{\rho_{\text{Cu}} \cdot l_{\text{пров}}}{r'_{\text{пров}}} = \frac{0,0283 \cdot 121}{1,141} = 3,0 \text{ мм}^2;$$

де $l_{\text{пров}}$ – повна довжина проводів, що з'єднують ТС та вимірювальні прилади [5]:

$$l_{\text{пров}} = \sqrt{3} \cdot l_{\text{роз}} = \sqrt{3} \cdot 70 = 121 \text{ м.}$$

Приймаємо найближчий стандартний переріз жил проводу $S_{\text{пров}} = 4 \text{ мм}^2$.

Остаточне значення опору з'єднувальних проводів

$$r_{\text{пров}} = \frac{\rho_{\text{Cu}} \cdot l_{\text{роз}}}{S_{\text{пров}}} = \frac{0,0283 \cdot 121}{4,0} = 0,85 \text{ Ом.}$$

Дійсне вторинне навантаження ТС:

$$Z_2 = r_{\text{пр}} + r_{\text{прил}} + r_{\text{к}} = 0,85 + 0,009 + 0,05 = 0,91 \text{ Ом.}$$

Отже, трансформатор струму ТФЗМ35А-І-200/5 приймаємо до установки.

Вибір трансформаторів струму для решти приєднань виконано за аналогічною методикою, результати чого наведено в табл. В.3–В.5.

7.6.2. Вибір трансформаторів напруги

Перелік необхідних приладів для встановлення на відповідній системі шин визначено згідно з [4, 5]. ГЗП машинобудівного заводу реалізована на базі типової комплектної трансформаторної підстанції КТПБР-М35/10, до складу якої входять ВРУ 35 кВ, виконане за схемою 35-5АН та РУ 10 кВ виконана на базі КУ-10Ц. З огляду на це, для вимірювання напруги попередньо розглядаються два ТН марки НОМ-35-66У1, які з'єднуються за схемою відкритого трикутника. Розрахунок вторинного навантаження для цих ТН наведено в табл. 7.6, а обґрунтування їх вибору представлено в табл. 7.7.

Таблиця 7.6 – Вторинне навантаження ТН 35 кВ

Назва приладу	Марка приладів	S, В·А	Кількість приладів	Загальна споживана потужність, В·А
Вольтметр	Е377	2	1	2
Електролічильник	ZMY405		1	1
Підсумок			2	3

Таблиця 7.7 – Вибір ТН 35 кВ

Умова вибору	Од. вим.	Розрахункові дані	Каталожні дані
$U_{уст} \leq U_{ном}$	кВ	$U_{уст} = 35, \text{кВ}$	$U_{ном} = 35, \text{кВ}$
Схема з'єднань	-	V / V	V / V
Клас точності	-	0,5S	0,5S
$S_p \leq S_{ном}$	В·А	2	150

Таким чином, попередньо обрані ТН НОМ-35-66У1 відповідають усім критеріям вибору, тому приймаємо рішення про їх встановлення.

Вибір трансформатора напруги 10 кВ представлено в табл. В.6-В.7.

									Арк.
Зм.	Арк.	№ докум.	Підпис.	Дата					67

ЗАГАЛЬНІ ВИСНОВКИ

У кваліфікаційній роботі проведено розроблення системи електропостачання машинобудівного заводу.

Електричні навантаження по цехах та для заводу в цілому розраховано за допомогою методу впорядкованих діаграм. Максимальні значення споживаної активної та реактивної потужності на шинах 35 кВ головної знижувальної підстанції (ГЗП) заводу склали 12,2 МВт та 12,4 Мвар відповідно.

Добові графіки електричних навантажень розраховано на основі типових графіків машинобудівних підприємств, при цьому рік було враховано тривалість зимового та літнього періодів, а також кількість робочих і вихідних днів року.

Обґрунтовано, що найбільш економічно доцільним варіантом є електропостачання заводу від підстанції (ПС) енергосистеми по КЛ 35 кВ завдовжки 3,8 км. Проектом передбачено спорудження на території заводу ГЗП із двома трансформаторами типу ТНДС-10000/35/10.

За результатами аналізу споживання реактивної потужності у системі електропостачання (СЕП) заводу визначено доцільність встановлення 2-х високовольтних конденсаторних установок (КУ) УКРМ-10-600, а також низьковольтних серії УКРМ-0,4.

Розраховані значення струмів КЗ в СЕП заводу дозволили провести вибір основного високовольтного електрообладнання:

- вимикачів: ВР35НС-35-20/1600У1, ВР1-10-20/100У2, ВР1-10-12,5/630-У2 (з електромагнітним приводом);
- трансформаторів струму: ТФЗМ35В-І-200/5, ТОЛУ-10-3;
- роз'єднувачів: РНДЗ-2-35/1000УХЛ;
- вимикачів навантаження: ВНР-10/400-10зУ3;
- запобіжників: ПКТ103-10-12,5У3.

У спеціальному розділі спроектовано автоматизовану систему комерційного обліку електроенергії з функціями технічного обліку. Для неї обрано відповідні канали зв'язку та первинні вимірювальні перетворювачі: ТС ТФЗМ35А-І-200/5 і ТОЛУ-10-3, а також ТН НОМ-35, НАМІ-10. Комерційний облік реалізовано на лічильниках Landis&Gyr ZMY405, технічний – на лічильниках НІК 2303. Збір та обробка даних у системі здійснюється на базі пристрою НІК КС-02.

Загалом, представлена кваліфікаційна робота відповідає поставленим технічним 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. 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.
3. Василега П. О. Електропостачання: підручник. Суми: Сумський державний університет, 2019. – 521 с.
4. Рудницький В. Г. Внутрішньозаводське електропостачання. Курсове проектування. Суми: ВТД «Університетська книга», 2006. – 153 с.
5. Електричне обладнання підстанцій систем електропостачання / А. Ю. Орлович, П. Г. Плешков, О. А. Козловський та ін. – М-во освіти і науки України, Центральноукр. нац. техн. ун-т. – Кропивницький: ЦНТУ, 2020. – 274 с.
6. Лежнюк П. Д. Проектування електричної частини електричних станцій / П. Д. Лежнюк, В. М. Лагутін, В. В. Тептя. – Вінниця: ВНТУ, 2009. 194 с.
7. Силові кабелі з ізоляцією зі зшитого поліетилену на напругу від 6 до 35 кВ. Завод «ПІВДЕНКАБЕЛЬ». 2021. – 133 с
8. Перехідні процеси в системах електропостачання: / М. М. Черемісін, О. М. Мороз, О. Б. Єгоров, С. В. Швець. – Харків: ТОВ «В справі», 2016. – 260 с.
9. Коцар О. В. Автоматизовані системи контролю, обліку та управління енерговикористанням. – К.: КПІ ім. Ігоря Сікорського, – Дніпро, Середняк Т. К., 2017. – 44 с.
10. Рожков П. П. Контроль та облік електричної енергії: конспект лекцій / П. П. Рожков, С. Е. Рожкова. – Харків. нац. ун-т міськ. госп-ва ім. О. М. Бекетова. – Харків : ХНУМГ ім. О. М. Бекетова, 2018. – 107 с.
11. Кваліфікаційна робота бакалавра: метод. рекомендації до структури та оформлення випускної кваліфікаційної роб. для здобувачів вищої освіти першого (бакалаврського) рівня зі спец. 141 - Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка / [уклад.: П. Г. Плешков, Н. Ю. Гарасьова, А. І. Котиш та ін.]; М-во освіти і науки України, Центральноукраїн. нац. техн. ун-т. – Кропивницький: ЦНТУ, 2023. – 80 с.

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

Д О Д А Т К И

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

Продовження табл. А.1.

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16
	Адмін. побутовий корпус														
	силове	65	0,3 - 30	230,8	100	0,55	0,96	0,29	127,2	36,8	15	1,21	154,0	36,8	158,3
	освітлювальне								48,0	23,3			46,1	22,3	
	Всього								175,3	60,1			200,1	59,2	208,7
	Всього по ТП-2														
	силове	303	0,3 - 110	3736,9	367	0,29	0,64	1,19	1082,7	1288,9	68	1,14	1231,5	1288,9	1782,6
	освітлювальне								183,3	257,5			174,9	245,4	
	батареї конденсаторів 0,4 кВ													-1300,0	
	всього								1266,0	1546,4			1406,4	234,3	1425,7
	втрати у трансформаторах												12,9	65,9	
	Всього на шинах 10 кВ ТП-2												1419,2	300,2	1450,6
	ТП-3 (2x1000 кВА)														
	5. Заготівельно-пресовий цех														
	силове	148	1,6 - 130	4602,5	81	0,23	0,69	1,06	1067,2	1131,8	71	1,16	1238,0	1131,8	1677,4
	освітлювальне								71,3	123,5			67,9	117,5	
	Всього								1138,5	1255,3			1305,9	1249,4	1807,3
	Всього по ТП-3														
	силове	148	1,6 - 130	4602,5	81	0,23	0,69	1,06	1067,2	1131,8	71	1,16	1238,0	1131,8	1677,4
	освітлювальне								71,3	123,5			67,9	117,5	
	батареї конденсаторів 0,4 кВ													-750,0	
	Всього								1138,5	1255,3			1305,9	499,4	1398,1
	втрати у трансформаторах												12,5	63,8	
	Всього на шинах 10 кВ ТП-3												1318,4	563,1	1433,6
	ТП-4, 5 (4x1000 кВА)														
	6. Ковальський цех														
	силове	125	3 - 320	4454	107	0,50	0,80	0,74	2231,3	1652,0	28	1,15	2572,6	1652,0	3057,3
	освітлювальне								96,8	167,6			103,0	178,3	
	Всього								2328,1	1819,6			2675,6	1830,3	3241,7

Арк.

72

Зм.

Арк.

№ докум.

Підпис.

Дата

Продовження табл. А.1.

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16
7.	Склад металу														
	силове	8	4,7 - 5	39,4	1	0,06	0,50	1,73	2,4	4,2	8	3,01	7,4	4,6	8,7
	освітлювальне								49,6	85,9			33,3	57,7	
	Всього								52,0	90,1			40,7	62,4	74,5
21.	Побутові приміщення														
	силове	43	0,3 - 11	87,2	37	0,50	0,72	0,98	43,7	42,6	16	1,24	54,0	42,6	68,8
	освітлювальне								19,7	9,6			18,9	9,2	
	Всього								63,4	52,2			72,9	51,8	89,4
	Всього по ТП-4, 5														
	силове	176	0,3 - 320	4580,6	>3	0,50	0,80	0,75	2277,4	1698,8	29	1,15	2620,2	1698,8	3122,7
	освітлювальне								166,1	263,0			155,2	245,2	
	батареї конденсаторів 0,4 кВ													-1550,0	
	всього								2443,5	1961,9			2775,4	394,0	2803,3
	втрати у трансформаторах												25,0	128,1	
	Всього на шинах 10 кВ ТП-4, 5												2800,5	522,1	2848,7
	ТП-6 (2x1000 кВА)														
16.	Термічний цех														
	силове	54	4,7 - 195	1834,6	41	0,63	0,90	0,48	1153,4	556,3	19	1,13	1308,8	556,3	1422,1
	освітлювальне								18,0	31,2			19,2	33,2	
	Всього								1171,4	587,5			1328,0	589,4	1452,9
	Освітлення території								49,0	84,9			54,9	95,1	
	Всього по ТП-6														
	силове	54	4,7 - 195	1834,6	41	0,63	0,90	0,48	1153,4	556,3	19	1,13	1308,8	556,3	1422,1
	освітлювальне								67,0	116,1			74,0	128,2	
	батареї конденсаторів 0,4 кВ													-540,0	
	всього								1220,4	672,3			1382,8	144,5	1390,4
	втрати у трансформаторах												12,3	63,2	
	Всього на шинах 10 кВ ТП-6												1395,2	207,7	1410,6

Арк.

73

Зм. Арк. № докум. Підпис. Дата

Продовження табл. А.1.

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16
	ТП-7 (2x1000 кВА)														
8.	Цех металевих конструкцій														
	силове	106	1,1 - 120,0	2765,0	109	0,34	0,56	1,50	939,9	1406,5	46	1,16	1094,6	1406,5	1782,3
	освітлювальне								99,2	171,8			105,6	182,8	
	Всього								1039,1	1578,4			1200,2	1589,4	1991,6
22.	Лабораторія														
	силове	42	1,1 - 30,0	351,0	27	0,52	0,80	0,75	184,2	138,2	23	1,17	214,7	138,2	255,3
	освітлювальне								16,6	8,1			16,0	7,7	
	Всього								200,8	146,2			230,7	145,9	272,9
	Всього по ТП-7														
	силове	148	1,1 - 120,0	3116,0	109	0,36	0,59	1,37	1124,1	1544,7	52	1,14	1281,1	1544,7	2006,8
	освітлювальне								115,8	179,9			121,5	190,6	
	батареї конденсаторів 0,4 кВ													-1500,0	
	всього								1239,9	1724,6			1402,6	235,3	1422,2
	втрати у трансформаторах												13,1	65,6	
	Всього на шинях 10 кВ ТП-7												1415,7	300,9	1447,3
	ТП-8 (2x1000 кВА)														
9.	Ливарний цех														
	силове	70	3 - 220,0	1878,0	73	0,60	0,81	0,74	1118,8	823,9	17	1,16	1303,0	823,9	1541,6
	освітлювальне								47,4	82,0			50,4	87,3	
	Всього								1166,1	905,9			1353,4	911,1	1631,5
10.	Склад шихти														
	силове	2	4 - 15,0	38,0	4	0,05	0,50	1,73	1,9	3,3	2	6,21	11,8	3,6	12,3
	освітлювальне								6,0	10,4			4,0	7,0	
	Всього								7,9	13,7			15,8	10,6	19,0

Арк.

74

Продовження табл. А.1.

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16
	Всього по ТП-8														
	силове	72	3,0 - 220,0	1916,0	73	0,58	0,80	0,74	1120,7	827,2	17	1,17	1312,2	827,2	1551,2
	освітлювальне								53,4	92,4			54,4	94,3	
	батареї конденсаторів 0,4 кВ													-650,0	
	всього			1174,0						919,6			1366,6	271,4	1393,3
	втраги у трансформаторах												12,4	63,4	
	Всього на шинах 10 кВ ТП-8												1379,0	334,8	1419,1
	ТП-9 (1x1000 кВА)														
	11. Деревообробний цех														
	силове	45	2,2 - 94,5	707,2	44	0,19	0,59	1,38	137,2	189,7	15	1,67	229,4	189,7	297,6
	освітлювальне								35,8	62,1			38,1	66,0	
	Всього								173,0	251,8			267,5	255,8	370,1
	12. Столярний цех														
	силове	29	2,3 - 94,5	389,3	41	0,41	0,75	0,87	159,8	139,6	8	1,52	243,6	153,6	288,0
	освітлювальне								22,7	39,3			24,1	41,8	
	Всього								182,5	178,9			267,7	195,4	331,4
	13. Склад лісу														
	силове	10	2,2 - 108,0	236,8	49	0,58	0,80	0,75	137,8	103,8	4	1,49	204,7	114,2	234,4
	освітлювальне								13,0	22,4			8,7	15,1	
	Всього								150,8	126,3			213,4	129,3	249,5
	14. Склад готової продукції														
	силове	14	2,2 - 7,3	43,0	3	0,40	0,76	0,85	17,3	14,6	12	1,40	24,2	14,6	28,2
	освітлювальне								42,8	74,2			28,8	49,9	
	Всього								60,1	88,8			53,0	64,5	83,4
	15. Склад моделей та деталей														
	силове	6	2,2 - 3,0	16,4	1	0,49	0,79	0,78	8,0	6,2	6	1,50	12,0	6,9	13,9
	освітлювальне								11,9	20,6			8,0	13,8	
	Всього								19,9	26,8			20,0	20,7	28,8

Арк.

75

Зм.

Арк.

№ докум.

Підпис.

Дата

Продовження табл. А.1.

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16
	Всього по ТП-9														
	силове	104	2,2 - 108,0	1392,7	50	0,33	0,71	1	460,1	454,0	26	1,27	585,1	454,0	740,6
	освітлювальне								126,2	218,6			107,7	186,6	
	батареї конденсаторів 0,4 кВ													-540,0	
	всього								586,3	672,6			692,9	100,6	700,1
	втрати у трансформаторах												6,2	32,0	
	Всього на шинах 10 кВ ТП-9												699,1	132,6	711,6
	ТП-10 (2x1000 кВА)														
	17. Мотовозне дело														
	силове	44	4,0 - 15,0	423,0	4	0,29	0,56	1,5	120,8	181,0	44	1,2	145,2	181,0	232,0
	освітлювальне								9,3	16,1			8,4	14,5	
	Всього								130,1	197,1			153,5	195,5	248,5
	18. Насосна станція														
	силове	12	4,0 - 55,0	253,0	14	0,70	0,80	0,8	176,7	132,5	9	1,17	207,5	145,8	253,6
	освітлювальне								2,0	3,5			1,8	3,1	
	Всього								178,7	136,0			209,4	148,9	256,9
	19. Компресорна														
	силове	22	3 - 200	1285	67	0,70	0,80	0,75	898,4	673,8	13	1,13	1018,8	673,8	1221,48
	освітлювальне								2,9	5,0			2,5805	4,46952	
	Всього								901,3	678,8			1021,4	678,3	1226,1
	Всього по ТП-10														
	силове	78	3,0 - 200,0	1961,0	67	0,61	0,77	0,8	1195,9	987,3	20	1,14	1361,8	987,3	1682,1
	освітлювальне								14,2	24,6			12,7	22,1	
	батареї конденсаторів 0,4 кВ													-750,0	
	всього								1210,1	1011,9			1374,6	259,4	1398,8
	втрати у трансформаторах												12,5	63,8	
	Всього на шинах 10 кВ ТП-10												1387,0	323,2	1424,2

Арк.

76

Зм. Арк. № докум. Підпис. Дата

Продовження табл. А.1.

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16
	Всього по заводу														
	силове	1226	0,3 - 320	26946,0	>3	0,39	0,75	0,89	10624,9	9497,6	168	1,05	11122,1	9497,6	14625,5
	освітлювальне								890,0	1436,2			856,7	1382,7	
	батареї конденсаторів 0,4 кВ													-8480,0	
	Всього								11514,9	10933,7			11978,8	2400,3	12216,9
	втрати у трансформаторах												119,4	609,6	
	батареї конденсаторів 10 кВ													-1200,0	
	Всього по заводу на шинах 10 кВ												12098,3	1809,9	12232,9
	втрати в трансформаторах ГЗП 2хТДНС-10000/35/10												92,6	264,8	
	Всього по заводу на шинах 35 кВ												12190,9	2074,7	12366,1

Таблиця А.2 - Розрахунок силових електричних навантажень для вибору магістральний ліній мережі 10 кВ

№ п/п	Назва вузлів навантаження та груп електроприймачів	Кільк. ЕП	Встановлена потужність, кВт		m	Kв	cosφ	tgφ	Середнє навантаження за зміну, кВт		Км	Розрахункова потужність,				
			Одного	Сумарна					R _{ср.} , кВт	Q _{ср.} , квар		R _{p.} , кВт	Q _{p.} , квар	S _{p.} , кВА		
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	
	Кабельні лінії 10, 19															
	ТП -10 (2x1000)															
	силова	78	3,0 - 200,0	1961,0	67	0,61	0,77	0,83	1195,9	987,3	20	1,14	1361,8	987,3	1682,1	
	освітлювальна								14,2	24,6			12,7	22,1		
	батареї конденсаторів													-750,0		
	ТП-3 (2x1000)															
	силова	148	1,6 - 130,0	4602,5	81	0,23	0,69	1,06	1067,2	1131,8	71	1,16	1238,0	1131,8	1677,4	
	освітлювальна								71,3	123,5			67,9	117,5		
	батареї конденсаторів													-750,0		
	Всього по ТП-3, 10 (4x1000)															
	силова	226	1,6 - 200,0	6563,5	125	0,34	0,73	0,94	2263,1	2119,1	66	1,12	2533,5	2119,1	3302,9	
	освітлювальна								85,5	148,1			80,6	139,6		
	батареї конденсаторів													-1500,0		
	всього												2614,1	758,7	2722,0	
	втрати в трансформаторах												23,8	121,9		
	Всього по КЛ-10, 19												2638,0	880,6	2781,1	
	Кабельні лінії 1, 11															
	ТП -1 (2x1000)															
	силова	143	2,2 - 105,0	3805,7	48	0,30	0,75	0,88	1143,4	1008,6	72	1,13	1288,0	1008,6	1635,9	
	освітлювальна								92,7	160,6			88,3	152,9		
	батареї конденсаторів													-900,0		

Продовження табл. А.2.

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16
	ТП-2 (2x1000)														
	силова	303	0,3 - 110,0	3736,9	367	0,29	0,64	1,19	1082,7	1288,9	68	1,14	1231,5	1288,9	1782,6
	освітлювальна								183,3	257,5			174,9	245,4	
	батареї конденсаторів													-1300,0	
	Всього по ТП-1, 2 (4x1000)														
	силова	446	0,3 - 110,0	7542,6	367	0,30	0,70	1,03	2226,1	2297,5	137	1,07	2388,5	2297,5	3314,1
	освітлювальна								276,0	418,1			263,1	398,2	
	батареї конденсаторів													-2200,0	
	всього												2651,7	495,7	2697,6
	втрати в трансформаторах												23,5	120,1	
	Всього по КЛ-1, 11												2675,2	615,7	2745,1
	Кабельна лінія 6														
	ТП -6 (1x1000)														
	силова	27	5 - 195,0	917,3	41,5	0,63	0,90	0,48	576,7	278,1	9	1,23	710,6	306,0	773,7
	освітлювальна								9,0	15,6			9,6	16,6	
	батареї конденсаторів													-540,0	
	ТП-8 (1x1000)														
	силова	36	3 - 220,0	958,0	73,3	0,58	0,80	0,74	560,3	413,6	9	1,27	713,1	454,9	845,9
	батареї конденсаторів													-650,0	
	Всього по ТП-6, 8 (2x1000)														
	силова	63	3,00 - 220,0	1875,3	73,3	0,61	0,85	0,61	1137,0	691,7	17	1,16	1317,4	691,7	1487,9
	освітлювальна								9,0	15,6			9,6	16,6	
	батареї конденсаторів													-1190,0	
	всього												1327,0	-481,7	1411,7
	втрати в трансформаторах												12,7	64,8	
	Всього по КЛ-6												1339,6	-416,9	1403,0

Арк.

79

Продовження табл. А.2.

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16,0
	Кабельна лінія 16														
	ТП-6 (1x1000)														
	силова	27	5	195	917				576,7	278,1	27	2,52	1452,9	278,1	1479,2
	освітлювальна								33,5	58,0			37,0	64,1	
	батареї конденсаторів													-270,0	
	ТП-8(1x1000)														
	силова	36	3	-	958				560,3	413,6	36	2,23	1248,4	413,6	1315,1
	освітлювальна								26,7	46,2			27,2	47,1	
	батареї конденсаторів													-450,0	
	Освітлення території								49,0	84,9			54,9	95,1	
	ТП-9(1x1000)														
	силова	104	2,15	-	1392,65	50	0,33	0,71	0,99	454,0	26	1,27	585,1	454,0	740,6
	освітлювальна								126,2	218,6			107,7	186,6	
	батареї конденсаторів													-540,0	
	Всього по ТП6, 8, 9 (3x1000)														
	силова	167	3,00	-	3268	73,3	0,49	0,81	0,72	1145,7	30	1,15	1837,3	1145,7	2165,3
	освітлювальна								235,4	407,7			226,9	392,9	
	батареї конденсаторів													-1260,0	
	всього												2064,2	278,7	2082,9
	втрати в трансформаторах												18,5	94,5	
	Всього по КЛ-16												2082,6	373,2	2115,8
	Кабельна лінія 18														
	ТП-6 (1x1000)														
	силова	27	5	-	917	41,5	0,63	0,90	0,48	278,1	9	1,23	710,6	306,0	773,7
	освітлювальна								33,5	58,0			37,0	64,1	
	батареї конденсаторів													-270,0	

Продовження табл. А.2.

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16,0
	ТП-9 (1x1000)														
	силова	104	2,15 - 108	1392,65	50	0,33	0,71	0,99	460,1	454,0	26	1,27	585,1	454,0	740,6
	освітлювальна								126,2	218,6			107,7	186,6	
	батареї конденсаторів													-540,0	
	Всього по ТП6, 9 (2x1000)														
	силова	131	2,15 - 195,0	2309,95	90,7	0,45	0,82	0,71	1036,8	732,1	24	1,20	1246,5	732,1	1445,6
	освітлювальна								159,7	276,6			144,8	250,7	
	батареї конденсаторів													-810,0	
	всього												1391,2	172,9	1401,9
	втрати в трансформаторах												12,8	64,0	
	Всього по КЛ-18												1404,0	236,9	1423,9

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

Додаток Б. Розрахунок графіків електричних навантажень

Таблиця Б.1 – Розрахунок добових графіків $P(t)$, $Q(t)$, $S(t)$ робочої зимової доби

Номер інтервалу	Інтервал t , год	$n_{pj}, \%$	$P_{jз}, \text{кВт}$	$n_{qj}, \%$	$Q_{jз}, \text{квар}$	$S_{jз}, \text{кВА}$
1	0 – 1	49,0	5973,5	60,0	1244,8	6101,9
2	1 – 2	53,0	6461,2	60,0	1244,8	6580,0
3	2 – 3	48,0	5851,6	47,0	975,1	5932,3
4	3 – 4	51,0	6217,4	56,0	1161,8	6325,0
5	4 – 5	50,0	6095,5	56,0	1161,8	6205,2
6	5 – 6	50,0	6095,5	42,0	871,4	6157,4
7	6 – 7	41,0	4998,3	41,0	850,6	5070,1
8	7 – 8	40,0	4876,4	50,0	1037,4	4985,5
9	8 – 9	75,0	9143,2	75,0	1556,0	9274,6
10	9 – 10	92,0	11215,6	95,0	1971,0	11387,5
11	10 – 11	91,0	11093,7	100,0	2074,7	11286,1
12	11 – 12	98,0	11947,1	95,0	1971,0	12108,6
13	12 – 13	90,0	10971,8	88,0	1825,7	11122,7
14	13 – 14	85,0	10362,3	87,0	1805,0	10518,3
15	14 – 15	99,0	12069,0	97,0	2012,5	12235,6
16	15 – 16	100,0	12190,9	100,0	2074,7	12366,2
17	16 – 17	65,0	7924,1	60,0	1244,8	8021,3
18	17 – 18	70,0	8533,6	75,0	1556,0	8674,3
19	18 – 19	68,0	8289,8	65,0	1348,6	8398,8
20	19 – 20	60,0	7314,5	67,0	1390,0	7445,5
21	20 – 21	60,0	7314,5	65,0	1348,6	7437,8
22	21 – 22	55,0	6705,0	56,0	1161,8	6804,9
23	22 – 23	50,0	6095,5	53,0	1099,6	6193,8
24	23 – 24	45,0	5485,9	45,0	933,6	5564,8

Таблиця Б.2 – Розрахунок добових графіків $P(t)$, $Q(t)$, $S(t)$ вихідної зимової доби

Номер інтервалу	Інтервал t , год	$n_{pj}, \%$	$P_{jз}, \text{кВт}$	$n_{qj}, \%$	$Q_{jз}, \text{квар}$	$S_{jз}, \text{кВА}$
1	0 – 1	30,0	3657,3	36,0	746,9	3732,8
2	1 – 2	30,0	3657,3	36,0	746,9	3732,8
3	2 – 3	30,0	3657,3	36,0	746,9	3732,8
4	3 – 4	30,0	3657,3	36,0	746,9	3732,8
5	4 – 5	30,0	3657,3	36,0	746,9	3732,8
6	5 – 6	30,0	3657,3	36,0	746,9	3732,8
7	6 – 7	30,0	3657,3	36,0	746,9	3732,8
8	7 – 8	25,0	3047,7	27,0	560,2	3098,8
9	8 – 9	25,0	3047,7	27,0	560,2	3098,8
10	9 – 10	25,0	3047,7	27,0	560,2	3098,8
11	10 – 11	25,0	3047,7	27,0	560,2	3098,8
12	11 – 12	25,0	3047,7	27,0	560,2	3098,8
13	12 – 13	25,0	3047,7	27,0	560,2	3098,8
14	13 – 14	25,0	3047,7	27,0	560,2	3098,8
15	14 – 15	25,0	3047,7	27,0	560,2	3098,8
16	15 – 16	25,0	3047,7	27,0	560,2	3098,8
17	16 – 17	25,0	3047,7	27,0	560,2	3098,8
18	17 – 18	25,0	3047,7	27,0	560,2	3098,8
19	18 – 19	25,0	3047,7	36,0	746,9	3137,9
20	19 – 20	25,0	3047,7	36,0	746,9	3137,9
21	20 – 21	30,0	3657,3	36,0	746,9	3732,8
22	21 – 22	30,0	3657,3	36,0	746,9	3732,8
23	22 – 23	30,0	3657,3	36,0	746,9	3732,8
24	23 – 24	30,0	3657,3	36,0	746,9	3732,8

Арк.

82

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

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

Номер інтервалу	Інтервал t , год	n_{pj} , %	P_{jl} , кВт	n_{qj} , %	Q_{jl} , квар	S_{jl} , кВА
1	0 – 1	47,0	4870,3	57,0	1005,2	4972,9
2	1 – 2	53,0	5492,0	60,0	1058,1	5593,0
3	2 – 3	47,0	4870,3	47,0	828,8	4940,3
4	3 – 4	51,0	5284,8	53,0	934,7	5366,8
5	4 – 5	50,0	5181,1	53,0	934,7	5264,8
6	5 – 6	50,0	5181,1	44,0	775,9	5238,9
7	6 – 7	40,0	4144,9	44,0	775,9	4216,9
8	7 – 8	45,0	4663,0	50,0	881,7	4745,7
9	8 – 9	75,0	7771,7	75,0	1322,6	7883,4
10	9 – 10	92,0	9533,3	95,0	1675,3	9679,4
11	10 – 11	91,0	9429,7	100,0	1763,5	9593,1
12	11 – 12	98,0	10155,0	95,0	1675,3	10292,3
13	12 – 13	88,0	9118,8	88,0	1551,9	9249,9
14	13 – 14	82,0	8497,1	82,0	1446,1	8619,2
15	14 – 15	100,0	10362,3	100,0	1763,5	10511,3
16	15 – 16	92,0	9533,3	95,0	1675,3	9679,4
17	16 – 17	66,0	6839,1	64,0	1128,6	6931,6
18	17 – 18	70,0	7253,6	71,0	1252,1	7360,9
19	18 – 19	68,0	7046,3	64,0	1128,6	7136,2
20	19 – 20	58,0	6010,1	55,0	969,9	6087,9
21	20 – 21	58,0	6010,1	65,0	1146,3	6118,4
22	21 – 22	55,0	5699,2	46,0	811,2	5756,7
23	22 – 23	50,0	5181,1	43,0	758,3	5236,3
24	23 – 24	45,0	4663,0	42,0	740,7	4721,5

Таблиця Б.4 – Розрахунок добових графіків $P(t)$, $Q(t)$, $S(t)$ вихідної літньої доби

Номер інтервалу	Інтервал t , год	n_{pj} , %	P_{jl} , кВт	n_{qj} , %	Q_{jl} , квар	S_{jl} , кВА
1	0 – 1	30,0	3108,7	33,0	582,0	3162,7
2	1 – 2	30,0	3108,7	33,0	582,0	3162,7
3	2 – 3	30,0	3108,7	33,0	582,0	3162,7
4	3 – 4	30,0	3108,7	33,0	582,0	3162,7
5	4 – 5	30,0	3108,7	33,0	582,0	3162,7
6	5 – 6	30,0	3108,7	33,0	582,0	3162,7
7	6 – 7	24,0	2486,9	33,0	582,0	2554,1
8	7 – 8	24,0	2486,9	26,0	458,5	2528,9
9	8 – 9	24,0	2486,9	26,0	458,5	2528,9
10	9 – 10	24,0	2486,9	26,0	458,5	2528,9
11	10 – 11	24,0	2486,9	26,0	458,5	2528,9
12	11 – 12	24,0	2486,9	26,0	458,5	2528,9
13	12 – 13	24,0	2486,9	26,0	458,5	2528,9
14	13 – 14	24,0	2486,9	26,0	458,5	2528,9
15	14 – 15	24,0	2486,9	26,0	458,5	2528,9
16	15 – 16	24,0	2486,9	26,0	458,5	2528,9
17	16 – 17	24,0	2486,9	25,0	440,9	2525,7
18	17 – 18	29,0	3005,1	25,0	440,9	3037,2
19	18 – 19	29,0	3005,1	25,0	440,9	3037,2
20	19 – 20	30,0	3108,7	33,0	582,0	3162,7
21	20 – 21	30,0	3108,7	33,0	582,0	3162,7
22	21 – 22	30,0	3108,7	33,0	582,0	3162,7
23	22 – 23	30,0	3108,7	33,0	582,0	3162,7
24	23 – 24	30,0	3108,7	33,0	582,0	3162,7

Таблиця Б.5 – Розрахунок річних графіків за активної, реактивної та повної потужностей

№ п/п	Тривалість ступеня $t_{ст}$, год	Потужність P , год	Тривалість ступеня $t_{ст}$, год	Потужність Q , кВт	Тривалість ступеня $t_{ст}$, год	Потужність S , квар
1	2	3	4	5	6	7
1	147	12190,9	147	2074,7	147	12366,2
2	147	12069,0	147	2074,7	147	12235,6
3	147	11947,1	147	2012,5	147	12108,6
4	147	11215,6	147	1971,0	147	11387,5
5	147	11093,7	147	1971,0	147	11286,1
6	147	10971,8	147	1825,7	147	11122,7
7	105	10362,3	147	1805,0	147	10518,3
8	147	10362,3	147	1556,0	105	10511,3
9	105	10155,0	147	1556,0	105	10292,3
10	105	9533,3	147	1390,0	105	9679,4
11	105	9533,3	147	1348,6	105	9679,4
12	105	9429,7	147	1348,6	105	9593,1
13	147	9143,2	147	1244,8	147	9274,6
14	105	9118,8	147	1244,8	105	9249,9
15	147	8533,6	147	1244,8	147	8674,3
16	105	8497,1	147	1161,8	105	8619,2
17	147	8289,8	147	1161,8	147	8398,8
18	147	7924,1	147	1161,8	147	8021,3
19	105	7771,7	147	1099,6	105	7883,4
20	147	7314,5	147	1037,4	147	7445,5
21	147	7314,5	147	975,1	147	7437,8
22	105	7253,6	147	933,6	105	7360,9
23	105	7046,3	147	871,4	105	7136,2
24	105	6839,1	147	850,6	105	6931,6
25	147	6705,0	65	746,9	147	6804,9
26	147	6461,2	65	746,9	147	6580,0
27	147	6217,4	65	746,9	147	6325,0
28	147	6095,5	65	746,9	147	6205,2
29	147	6095,5	65	746,9	147	6193,8
30	147	6095,5	65	746,9	147	6157,4
31	105	6010,1	65	746,9	105	6118,4
32	105	6010,1	65	746,9	147	6101,9
33	147	5973,5	65	746,9	105	6087,9
34	147	5851,6	65	746,9	147	5932,3
35	105	5699,2	65	746,9	105	5756,7
36	105	5492,0	65	746,9	105	5593,0
37	147	5485,9	65	746,9	147	5564,8
38	105	5284,8	105	582,0	105	5366,8
39	105	5181,1	105	582,0	105	5264,8
40	105	5181,1	105	582,0	105	5238,9
41	105	5181,1	105	582,0	105	5236,3
42	147	4998,3	105	582,0	147	5070,1
43	147	4876,4	48	582,0	147	4985,5
44	105	4870,3	48	582,0	105	4972,9
45	105	4870,3	48	582,0	105	4940,3
46	105	4663,0	48	582,0	105	4745,7

						Арк.
Зм.	Арк.	№ докум.	Підпис.	Дата		84

Продовження табл. Б.5

1	2	3	4	5	6	7
47	105	4663,0	105	582,0	105	4721,5
48	105	4144,9	48	582,0	105	4216,9
49	65	3657,3	105	582,0	65	3732,8
50	65	3657,3	48	582,0	65	3732,8
51	65	3657,3	48	582,0	65	3732,8
52	65	3657,3	48	582,0	65	3732,8
53	65	3657,3	105	582,0	65	3732,8
54	65	3657,3	48	582,0	65	3732,8
55	65	3657,3	105	582,0	65	3732,8
56	65	3657,3	105	582,0	65	3732,8
57	65	3657,3	48	582,0	65	3732,8
58	65	3657,3	105	582,0	65	3732,8
59	65	3657,3	105	582,0	65	3732,8
60	48	3108,7	48	582,0	48	3162,7
61	48	3108,7	48	582,0	48	3162,7
62	48	3108,7	65	560,2	48	3162,7
63	48	3108,7	65	560,2	48	3162,7
64	48	3108,7	65	560,2	48	3162,7
65	48	3108,7	65	560,2	48	3162,7
66	48	3108,7	65	560,2	48	3162,7
67	48	3108,7	65	560,2	48	3162,7
68	48	3108,7	65	560,2	48	3162,7
69	48	3108,7	65	560,2	48	3162,7
70	48	3108,7	65	560,2	48	3162,7
71	65	3047,7	65	560,2	65	3137,9
72	65	3047,7	65	560,2	65	3137,9
73	65	3047,7	48	458,5	65	3098,8
74	65	3047,7	48	458,5	65	3098,8
75	65	3047,7	105	458,5	65	3098,8
76	65	3047,7	48	458,5	65	3098,8
77	65	3047,7	105	458,5	65	3098,8
78	65	3047,7	105	458,5	65	3098,8
79	65	3047,7	48	458,5	65	3098,8
80	65	3047,7	105	458,5	65	3098,8
81	65	3047,7	105	458,5	65	3098,8
82	65	3047,7	105	458,5	65	3098,8
83	65	3047,7	48	458,5	65	3098,8
84	48	3005,1	105	458,5	48	3037,2
85	48	3005,1	105	458,5	48	3037,2
86	48	2486,9	48	458,5	48	2554,1
87	48	2486,9	48	458,5	48	2528,9
88	48	2486,9	48	458,5	48	2528,9
89	48	2486,9	48	458,5	48	2528,9
90	48	2486,9	105	458,5	48	2528,9
91	48	2486,9	105	440,9	48	2528,9
92	48	2486,9	48	440,9	48	2528,9
93	48	2486,9	105	440,9	48	2528,9
94	48	2486,9	48	440,9	48	2528,9
95	48	2486,9	105	440,9	48	2528,9
96	48	2486,9	48	440,9	48	2525,7
Всього	8760		8760		8760	

						Арк.
Зм.	Арк.	№ докум.	Підпис.	Дата		85

Додаток В.
Вибір обладнання ГЗП

В.1 Вибір вимикачів ЗРУ 10 кВ

Попередньо вибираємо, у якості секційного, вимикач типу ВР1-10-20/630-У2. Перевірка правильності вибору вимикача зведена в табл. В.1.

Таблиця В.1 – Вибір секційного вимикача ЗРУ 10 кВ

Розраховані параметри	Каталожні параметри вимикача ВР1-10-20/630-У2
$U_{уст} = 10,5 \text{ кВ}$	$U_{max} = 12 \text{ кВ}$
$I_p = I_{p.макс} = \frac{S_p}{\sqrt{3}U_{ном}} = \frac{12232,9}{\sqrt{3} \cdot 10,5} = 336,3 \text{ А}$	$I_{ном} = 630 \text{ А}$
$I_{пт} \approx I'' = 3,27 \text{ кА}$	$I_{від.ном} = 20 \text{ кА}$
$i_{ат} = 0,75 \text{ кА}$	$i_{а.ном} = \frac{\sqrt{2}\beta_n I_{дин}}{100} = \frac{\sqrt{2} \cdot 25 \cdot 20}{100} = 7,1 \text{ кА}$
$I'' = 3,27 \text{ кА}$	$I_{дин} = 20 \text{ кА}$
$i_{уд} = 7,87 \text{ кА}$	$i_{дин} = \sqrt{2} \cdot 1,8 \cdot I_{дин} = \sqrt{2} \cdot 1,8 \cdot 20 = 51 \text{ кА}$
$B_k = I''^2 \cdot (t_b + T_a) = 3,27^2 (0,742 + 0,0285) = 8,2 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_k = I_{н.т}^2 \cdot t_{т.н} = 20^2 \cdot 3 = 1200 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$

де t_b – час відключення вимикача:

$$t_b = t_{в.ч} + t_{рз.макс} = 0,042 + 0,7 = 0,742 \text{ с};$$

$i_{ат}$ – аперіодична складова струму КЗ для моменту часу τ

$$i_{ат} = \sqrt{2} \cdot I'' \cdot e^{-\tau/T_a} = \sqrt{2} \cdot 3,27 \cdot e^{-0,052/0,0285} = 0,75 \text{ кА};$$

Виконані перевірки показали, вимикач ВР1-10-20/630У2 відповідає всім критеріям вибору, тому приймається рішення про його встановлення

Детальний розрахунок для вибору вимикачів лінійних приєднань ЗРУ 10 кВ не проводиться. Це рішення обґрунтоване тим, що розрахункові експлуатаційні параметри для лінійних фідерів (зокрема, очікувані струми навантаження та короткого замикання, час спрацювання РЗ) є суттєво нижчими

						Арк.
Зм.	Арк.	№ докум.	Підпис.	Дата		86

порівняно з аналогічними параметрами, що враховуються при виборі секційного вимикача.

З огляду на це, для комплектації лінійних комірок комплектного розподільчого устаткування (КРУ) приймаємо рішення про встановлення вакуумний вимикач типу ВР1-10-20/630У2. 6.3.2 Вибір роз'єднувачів і вимикачів навантаження

Вибір ввідного вимикача ЗРУ 10 кВ

Попередньо вибираємо, у якості секційного (лінійного) вимикач ВР1-10-20/1000У2. Перевірка правильності вибору вимикача зведена в табл. В.2.

Таблиця В.2 – Вибір ввідного вимикача ЗРУ 10 кВ

Розраховані параметри	Каталожні параметри вимикача ВР1-10-20/1000У2
$U_{уст} = 10,5 \text{ кВ}$	$U_{max} = 12 \text{ кВ}$
$I_p = \frac{S_p}{n\sqrt{3}U_{ном}} = \frac{12232,9}{\sqrt{3} \cdot 10,5} = 336,3 \text{ А}$	$I_{ном} = 1000 \text{ А}$
$I_{max} = k_{ап} \cdot I_p = 2 \cdot 336,3 = 672,6 \text{ А}$	$I_{ном} = 1000 \text{ А}$
$I_{пт} \approx I'' = 3,27 \text{ кА}$	$I_{від,ном} = 20 \text{ кА}$
$i_{а,\tau} = \sqrt{2}I''e^{-\tau/T_{a2}} =$ $= \sqrt{2} \cdot 3,27e^{-0,052/0,0285} = 0,75 \text{ кА}$	$i_{а,ном} = \frac{\sqrt{2}\beta_n I_{дин}}{100} = \frac{\sqrt{2} \cdot 30 \cdot 20}{100} = 8,49 \text{ кА}$
$I'' = 3,27 \text{ кА}$	$I_{дин} = 20 \text{ кА}$
$i_{уд} = 7,87 \text{ кА}$	$i_{дин} = \sqrt{2} \cdot 1,8I_{дин} = \sqrt{2} \cdot 1,8 \cdot 20 = 51 \text{ кА}$
$B_k = I''^2 \cdot (t_b + T_a) =$ $= 3,27^2 (0,942 + 0,0285) = 10,4 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_k = I_{нт}^2 \cdot t_{т,н} = 20^2 \cdot 3 = 1200 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$

де τ – тривалість часу від виникнення КЗ до розходження силових контактів вимикача:

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

$t_{в,ч}$ – сумарний час вимкнення вимикача:

$$t_b = t_{в,ч} + t_{рз,мах} = 0,042 + 0,9 = 0,942 \text{ с};$$

Отже, вимикач ВР1-10-20/1000У2 задовольняє всім умовам вибору, тому приймаємо рішення про його встановлення.

					Арк.
Зм.	Арк.	№ докум.	Підпис.	Дата	87

В.2. Вибір вимірювальних трансформаторів

Трансформатори струму

Таблиця В.3 – Потужність навантажень трансформаторів струму

Прилади	Місце установки приладів								
	ввід ГЗП			ввід ЗРУ 10 кВ			лінійні шафи 10 кВ		
	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 НІК2300	-	-	-	-	-	-	0,05	-	0,05
Всього	0,1	-	0,1	0,1	-	0,1	0,15	-	0,15

Таблиця В.4 – Вторинне навантаження трансформаторів струму

Призначення ТС	Розрахункові величини						
	$r_{\text{прил}}, \text{Ом}$	$r_{\text{пр}}, \text{Ом}$	$S, \text{мм}^2$	$l_{\text{роз}}, \text{м}$	$l, \text{м}$	$r_{\text{пр}}, \text{Ом}$	$Z_2, \text{Ом}$
Ввід ГЗП	0,012	1,938	0,587	70	70	0,455	0,517
Ввідна шафа ЗРУ 10 кВ	0,004	0,346	2,5	6	10,4	0,073	0,127
Лінійні шафи ЗРУ 10 кВ	0,006	0,344	2,5	4	7,0	0,05	0,105

Таблиця В.5 – Вибір трансформаторів струму

Умова вибору	Од. вим.	Призначення трансформатора струму		
		ввід ГЗП	ввід ЗРУ 10 кВ	секційний ЗРУ
$U_{\text{уст}} < U_{\text{max}}$	кВ	$35 < 40,5$	$10,5 < 12$	$10,5 < 12$
$I_{\text{р}} < I_{\text{ном}}$	А	$97,1 < 200$	$336,3 < 800$	$336,3 < 400$
$I_{\text{ав}} < I_{\text{ном}}$	А	$194,2 < 200$	$672,6 < 800$	$336,3 < 400$
Клас точності	-	0,5	0,5	0,5
$i_{\text{уд}} < i_{\text{дин}}$	кА	$10,0 < 84$	$7,9 < 180$	$7,9 < 72$
$B_{\text{к.р}} < B_{\text{к.н}}$	кА ² ·с	$34,5 < 15^2 \cdot 3 = 675$	$10,4 < 36^2 \cdot 3 = 3888$	$8,2 < 14,4^2 \cdot 3 = 622$
$Z_2 < Z_{2,\text{ном}}$	Ом	$0,517 < 2,0$	$0,127 < 0,8$	$0,105 < 0,8$
Тип ТС	-	ТФЗМ35Б-200/5	ТОЛУ-10-3/800/5	ТОЛУ-10-3/400/5

продовження табл. В.5.

Умова вибору	Призначення трансформатора струму		
	лінійний (КЛ-1, 4, 6, 10, 11, 14, 16, 19)	лінійний (КЛ7, 17)	лінійний (КЛ20, 21)
$U_{уст} < U_{max}$	10,5 < 12	10,5 < 12	10,5 < 12
$I_p < I_{ном}$	78,4 < 200	39,8 < 100	33,0 < 50
$I_{ав} < I_{ном}$	156,8 < 200	79,6 < 100	33,0 < 50
Кл. точн.	0,5	0,5	0,5
$i_{уд} < i_{дин}$	7,9 < 36	7,9 < 18,5	7,9 < 9,3
$B_{к.р} < B_{к.ном}$	$6,1 < 7,2^2 \cdot 3 = 155,5$	$6,1 < 3,7^2 \cdot 3 = 41$	$6,1 < 1,8^2 \cdot 3 = 9,7$
$Z_2 < Z_{2.ном}$	0,105 < 0,8	0,105 < 0,8	0,105 < 0,8
Тип ТС	ТОЛУ-10-1/200/5	ТОЛУ-10-3/100/5	ТОЛУ-10-3/50/5

Трансформатори напруги 10 кВ

Перелік необхідних приладів для встановлення на одній системі шин прийнято згідно [4]. На ЗРУ встановлюються шафи серії КУ-10Ц, тому приймаємо до розгляду трансформатор напруги (ТН) типу НАМІ-10. Розрахунок вторинного навантаження трансформатора напруги виконано у вигляді табл. В.6, а вибір – у вигляді табл. В.7.

Таблиця В.6 – Вторинне навантаження ТН

Прилад	Тип	$S, В \cdot А$	Кількість приладів	Загальна споживана потужність, В · А
Лічильник	НК 2300	10	6	60
Вольтметр	Е377	2	1	2
Всього				62

Таблиця В.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	-	$Y_0/Y_0/\Delta-0$	$Y_0/Y_0/\Delta-0$
Клас точності	-	0,5	0,5
$S_p \leq S_n$	В · А	$S_p = 62$	$S_n = 120$

Отже, попередньо вибраний трансформатор напруги задовольняє всім умовам вибору, тому приймаємо до установки ТН – НАМІ-10-66УЗ.

						Арк.
Зм.	Арк.	№ докум.	Підпис.	Дата		89