

Центральноукраїнський національний технічний університет

Факультет будівництва, транспорту та енергетики

Кафедра «Електротехнічні системи та енергетичний менеджмент»

“Допущено до захисту ”

Зав. кафедри ЕТС та ЕМ

к.т.н., професор

_____ Петро ПЛЄШКОВ

“ ____ ” _____ 2023 р.

КВАЛІФІКАЦІЙНА РОБОТА

ЗА ПЕРШИМ (БАКАЛАВРСЬКИМ) РІВНЕМ ВИЩОЇ ОСВІТИ

на тему:

«Проектування системи енергопостачання титано- магнієвого комбінату»

Виконав здобувач вищої освіти

IV курсу, групи ЕНМ-19

ОПП «Електроенергетика,

електротехніка та електромеханіка»

спеціальності 141 «Електроенергетика,

електротехніка та електромеханіка»

_____ Михайло ГОРБОВ

« ____ » _____ 2023 р.

Керівник роботи

доцент, канд.техн.наук,

_____ Катерина ПЕТРОВА

« ____ » _____ 2023 р.

Рецензент _____

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

Петро ПЛІШКОВ

«_____» _____ 2023 р.

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

Горбов Михайло Вікторович

(прізвище, ім'я, по-батькові)

1. Тема роботи Проектування системи енергопостачання титано-магнієвого комбінату. Designing the energy supply system of the titanium-magnesium plant

2. Керівник роботи Петрова Катерина Григорівна, к.т.н., доцент

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

3. Строк подання роботи до захисту 05.06.2023 р.

4. Мета та завдання кваліфікаційної роботи Метою роботи є створення сучасної системи енергопостачання титано-магнієвого комбінату з мінімальними втратами в елементах мережі з дослідженням можливостей впровадження технологічних схем рекуперації відхідних газів обладнання рудно-термічного цеху

Завдання: 1. Електричні навантаження в системі електропостачання. 2. Теплові навантаження в системі теплопостачання. 3. Теплові мережі. 4. Картограма електричних та теплових навантажень, місце розташування ЦРП) та джерел теплопостачання 5. Техніко-економічне обґрунтування схем електропостачання підприємства 6. Компенсація реактивної потужності. 7. Трансформаторні підстанції 8. Розрахунок струмів коротких замикань і вибір обладнання електроустановок та силових мереж системи електропостачання. 9. Спеціальний розділ. 10. Висновки. Перелік посилань

5. Консультанти по роботі, із зазначенням розділів роботи

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

КАЛЕНДАРНИЙ ПЛАН

№ з/п	Назва етапів валіфікаційної роботи	Строк виконання етапів роботи	Примітка
1	<i>Електричні навантаження в системі електропостачання</i>	14.04.23	
2	<i>Теплові навантаження в системі теплопостачання</i>	17.04.23	
3	<i>Теплові мережі системи теплопостачання</i>	21.04.23	
4	<i>Картограма електричних та теплових навантажень, місце розташування центральної розподільної установки (головної знижувальної підстанції) та джерел теплопостачання</i>	24.04.23	
5	<i>Техніко-економічне обґрунтування схем зовнішнього та внутрішнього електропостачання підприємства</i>	28.04.23	
6	<i>Компенсація реактивної потужності</i>	04.05.23	
7	<i>Трансформаторні підстанції</i>	10.05.23	
8	<i>Розрахунок струмів коротких замикань і вибір обладнання електроустановок та силових мереж системи електропостачання</i>	15.05.23	
9	<i>Спеціальний розділ</i>	29.05.23	
10	<i>Оформлення пояснювальної записки КР</i>	02.06.23	
11	<i>Оформлення презентаційної частини КР</i>	02.06.23	

Дата видачі завдання
«10» квітня 2023 р.

Підпис керівника _____

Катерина ПЕТРОВА

Завдання прийнято до виконання
«10» квітня 2023 р.

Підпис здобувача _____

Михайло ГОРБОВ

АНОТАЦІЯ

Кваліфікаційна робота: 91 с.; 20 рис.; 30 табл.; 12 джерел

Горбов М. В. Проектування системи енергопостачання титано-магнієвого комбінату. – Рукопис.

Бакалаврська робота за спеціальністю 141 «Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка» ОПП «Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка». – Центральноукраїнський національний технічний університет, Кропивницький, 2023 рік.

Робота присвячена розробленню сучасної системи енергопостачання титано-магнієвого комбінату. Під час виконання роботи вирішувались питання розрахунку: електричних та теплових навантажень, визначення режимів реактивної потужності, розрахунку струмів коротких замикань, вибору схем зовнішнього та внутрішнього енергопостачання, а також високовольтного обладнання системи електропостачання.

У спеціальному розділі виконані дослідження можливостей впровадження технологічних схем рекуперації відхідних газів обладнання рудно-термічного цеху.

Отримані результати доцільно використати під час проектування енергоефективних систем енергопостачання промислових об'єктів подібного профілю, а також під час розгляду можливостей впровадження технологічних схем рекуперації відхідних газів термічного обладнання.

Ключові слова: система енергопостачання, енергоефективність, рекуператори, високотемпературні відхідні гази, обладнання рудно-термічного цеху

ABSTRACT

Qualification work: 91 p.; 20 fig.; 30 tables; 12 sources.

Horbov M.V. Designing the energy supply system of the titanium-magnesium plant. – Manuscript.

Bachelor's thesis on speciality 141 "Electric power engineering, electrical engineering and electromechanics", OPP "Electric power engineering, electrical engineering and electromechanics". – Central Ukrainian National Technical University, Kropyvnytskyi, 2023.

The work is devoted to the development of a modern energy supply system for a titanium-magnesium plant. During the execution of the work, the issues of calculation of: electrical and thermal loads, determination of reactive power modes, calculation of short-circuit currents, selection of external and internal power supply schemes, as well as high-voltage equipment of the power supply system were solved.

In a special section, studies of the possibilities of implementation of technological schemes for the recovery of waste gases of the equipment of the ore-thermal workshop were carried out.

The obtained results should be used when designing energy-efficient power supply systems for industrial facilities of a similar profile, as well as when considering the possibilities of implementing technological schemes for the recovery of waste gases of thermal equipment.

Key words: energy supply system, energy efficiency, recuperators, high-temperature waste gases, ore-thermal plant equipment

ЗМІСТ

ПЕРЕЛІК СКОРОЧЕНЬ, УМОВНИХ ПОЗНАЧЕНЬ, ТЕРМІНІВ.....	7
ВСТУП.....	8
1. Електричні навантаження в системі електропостачання	11
1.1. Визначення силових електронавантажень у мережах до 1000 В	11
1.2. Визначення освітлювальних електронавантажень	14
1.3. Визначення електронавантажень у силових мережах вище 1000 В	16
1.4. Графіки електричних навантажень.....	23
2. Теплові навантаження в системі теплопостачання	27
2.1. Визначення теплових навантажень на опалення	27
2.2. Визначення теплових навантажень на вентиляцію	28
2.3. Визначення теплових навантажень на гаряче водопостачання	29
2.4. Графіки теплових навантажень.....	32
3. Теплові мережі системи теплопостачання.....	36
3.1. Вибір джерела та системи теплопостачання	36
3.2. Гідравлічний розрахунок теплової мережі.....	37
4. Картограма електричних та теплових навантажень, місце розташування центральної розподільної установки (головної знижувальної підстанції) та джерел теплопостачання	40
5. Техніко-економічне обґрунтування схем зовнішнього та внутрішнього електропостачання підприємства.....	45
5.1. Схема приєднання та вибір напруги живлення.....	45
5.2. Вибір напруги і схеми внутрішнього електропостачання.....	49

					КВАЛІФІКАЦІЙНА РОБОТА ЗА ПЕРШИМ (БАКАЛАВРСЬКИМ) РІВНЕМ ВИЩОЇ ОСВІТИ				
Зм.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата					
Розроб.	М. Горбов				Проектування системи енергопостачання титано-магнієвого комбінату Designing the energy supply system of the titanium-magnesium plant			Літ.	Аркуш
Перевір.	К. Петрова							5	91
Н.контр.	К. Петрова				ЦНТУ гр.ЕНМ-19				
Затв.	П. Плєшков								

6.	Компенсація реактивної потужності	50
6.1.	Розрахунок балансу реактивної потужності та вибір пристроїв для її компенсації.....	50
6.2.	Вибір кількості, потужності та місця розташування пристроїв компенсації реактивної потужності	51
7.	Трансформаторні підстанції	60
7.1.	Вибір кількості та потужності трансформаторів цехових трансформаторних підстанцій.....	60
7.2.	Компоновка та місце розташування трансформаторних підстанцій.....	61
8.	Розрахунок струмів коротких замикань і вибір обладнання електро-установок та силових мереж системи електропостачання	62
8.1.	Розрахунок струмів КЗ.....	62
8.2.	Вибір струмопровідних пристроїв силових мереж	66
8.3.	Вибір електрообладнання	68
9.	Дослідження можливостей впровадження технологічних схем рекуперації відхідних газів обладнання рудно-термічного цеху.....	
9.1.	Термографічне обстеження.....	72
9.2.	Огляд типів рекуператорів для промислових печей.....	72
9.3.	Розроблення схеми утилізації теплоти високотемпературних газів	75
9.4.	Вибір та техніко-економічне обґрунтування застосування рекуператора.....	85
	ВИСНОВКИ.....	88
	ПЕРЕЛІК ПОСИЛАНЬ	90

ПЕРЕЛІК СКОРОЧЕНЬ, УМОВНИХ ПОЗНАЧЕНЬ, ТЕРМІНІВ

БК	– батарея конденсаторів
ВП	– власні потреби
ГЕН	– графік електричних навантажень
ГВП	– гаряче водопостачання
ГЗП	– головна знижувальна підстанція
ЕЕ	– електрична енергія
ЕН	– електричне навантаження
КЛ	– кабельна лінія
КП	– компенсуючий пристрій
ПЛ	– повітряна лінія
ТЕ	- теплова енергія
ТН	– теплове навантаження
ЦРП	– центральний розподільний пункт

ВСТУП

Кваліфікаційна робота присвячена розробленню системи енергопостачання титано-магнієвого комбінату. В роботі проаналізовано альтернативні варіанти схем електропостачання комбінату виконані розрахунки навантажень для електричних силових та освітлювальних мереж, а також теплові навантаження. Обрано компенсуючі пристрої, комутаційне обладнання, здійснено перевірку обладнання на дію струмів короткого замкнення. У спеціальному розділі виконано дослідження можливостей впровадження технологічних схем рекуперації відхідних газів обладнання рудно-термічного цеху

Коротка характеристика технологічного процесу комбінату

Титано-магнієвий комбінат спеціалізується на виробництві губчастого титану, титанового шлаку, злитків, литва, феротитану. За значень проектної потужності 20 тис. тонн, на разі комбінат зараз виробляє не більше 4 тис. тонн титанової губки на рік. Така ситуація пов'язана із морально та фізично застарілим обладнанням, а також з високими показниками вартості ЕЕ в собівартості продукції, що майже сягає 40 %.

Титано-магнієвий комбінат - це виробничий комплекс, де здійснюється виробництво губчастого титану, титанового шлаку, злитків, литва, феротитану, магнію. Характеристика технологічного процесу такого комбінату може включати наступні етапи:

1. Підготовка руди: Видобута руда проходить через ряд обробних процесів, включаючи дроблення, подрібнення та сортування. Мета цих процесів - зменшити розмір руди та відділити небажані домішки.

2. Зведення плавильного печі: Після підготовки руди вона використовується для зведення плавильного печі. У плавильному печі руда піддається високим температурам і хімічним реакціям для отримання металевої сировини.

3. Виробництво титану: Отримана металева сировина піддається подальшому переробленню, яке включає в себе відділення титану від інших

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

елементів. Цей процес може включати в себе використання хімічних розчинників, електроліз та інші методи.

4. Виробництво магнію: Паралельно з виробництвом титану, комбінат може проводити процес виробництва магнію. Він включає в себе хімічні реакції, електроліз та інші методи для отримання чистого магнію.

5. Подальша обробка та формування: Отримані титанові і магнієві сплави піддаються подальшому обробленню для формування заданих виробів. Це може включати лиття, прокатку, витягування та обробку виробів відповідно до потреб клієнтів.

6. Контроль якості: Впродовж всього технологічного процесу здійснюється систематичний контроль якості, включаючи випробування на міцність, дефектоскопію, хімічний аналіз та інші методи, щоб забезпечити відповідність виробів стандартам якості ISO 9001:2015.

Основні складові структурні підрозділи комбінату:

- ділянка механічного оброблення титанових злитків;
- відділення обслуговування господарчого цеху;
- господарчий цех;
- виробничий цех;
- цех рудно-термічних печей №2;
- котельня;
- цех компресорних установок;
- цех виробництва деаерованої води;
- центр сертифікаційних випробувань;
- насосна протипожежна станція;
- конструкторський цех;
- науково-дослідний цех;
- суперфасфатний цех;
- склад ПММ;
- медпункт;

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

- ділянка нейтралізації;
- ділянка хлорування та ректифікації;
- хімічна лабораторія;
- склад;
- будівля з резервуарами запасів технічної води.

Метою роботи є розроблення системи енергопостачання титано-магнієвого комбінату з дослідженням можливостей впровадження технологічних схем рекуперації відхідних газів обладнання рудно-термічного цеху.

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

1. ЕЛЕКТРИЧНІ НАВАНТАЖЕННЯ В СИСТЕМІ ЕЛЕКТРОПОСТАЧАННЯ

1.1. Визначення силових електронавантажень у мережах до 1000 В

Визначення силових навантажень виконуємо згідно з вимогами [2].

Наприклад, для ділянки механічного оброблення титанових злитків (див. табл.1.1): встановлене обладнання 152 шт. загальною потужністю 3180 кВт. Виходячи із [2] визначаємо коефіцієнти використання $K_B = 0,3$ та потужності $\cos \varphi = 0,7$.

Середнє активне та реактивне навантаження:

$$P_{CM} = K_B \cdot \sum P_H = 0,3 \cdot 3180 = 954 \text{ кВт};$$

$$Q_{CM} = P_{CM} \cdot \operatorname{tg} \varphi = 954 \cdot 1,02 = 973 \text{ кВар}.$$

Показники для вузла (ділянка механічного оброблення титанових злитків):

- $n = 534$ шт.;
- $\sum P_H = 15416$ кВт;
- $\sum P_{CM} = 7312$ кВт, $\sum Q_{CM} = 6544$ кВар.

Значення n_E :

$$n_E = 2 \cdot \sum P_H / P_{H.MAX} = 2 \cdot 15416 / 100 = 534.$$

За значнням n_E отримаємо $K_p = 1,00$.

Розрахункові навантаження:

$$P_p = \sum P_{CM} \cdot K_p = 7312 \cdot 1,00 = 7312 \text{ кВт};$$

$$Q_p = \sum Q_{CM} = 6544 \text{ кВар};$$

$$S_p = \sqrt{P_p^2 + Q_p^2} = 9813 \text{ кВ} \cdot \text{А}.$$

Розрахунки для інших цехів та підприємства виконано аналогічно, результати зведено до табл. 1.1.

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

Зм			
Арж			
№ докум.			
Підпис			
Дата			
Арж.			

Таблиця 1.1. Розрахунок силових електричних навантажень в мережі 0,4 кВ

Назва групи споживачів	n	Р одного		P _Σ	m	K _B	cos φ	tg φ	Середнє		n _E	K _M	Розрахункове навантаження		
		min	max						P _{CM} , кВт	Q _{CM} , квар			P _p , кВт	Q _p , квар	S _p , кВА
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16
Ділянка механічного оброблення титанових злитків	152	7,8	90	3180	12	0,3	0,7	1,02	954	973	71	1,20	1143	973	1501
Відділення обслуговування господарчого цеху	78	2,5	53,8	1 464	22	0,28	0,58	1,40	410	576	54	1,24	509	576	768
Господарчий цех	52	5	60	1170	12	0,5	0,6	1,33	585	780	39	1,17	683	780	1037
Виробничий цех	37	2,5	50	690	20	0,25	0,65	1,17	173	202	28	1,38	239	202	313
Цех рудно-термічних печей №2	73	10	75	5180	8	0,6	0,8	0,75	3367	2525	73	1,08	3624	2525	4417
Котельня	12	20	50	670	3	0,6	0,7	1,02	402	410	12	1,25	504	410	650
Цех компресорних установок	6	20	50	420	3	0,6	0,8	0,75	252	189	6	1,39	350	208	407
Цех виробництва деаерованої води	16	12	70	487	6	0,2	0,7	1,02	97	99	14	1,67	162	99	190
Центр сертифікаційних випробувань	11	10	40	200	4	0,6	0,9	0,48	120	58	10	1,28	154	64	167
Насосна протипож.станція	5	20	90	480	5	0,6	0,75	0,88	288	254	5	1,44	415	279	500
Конструкторський цех	10	10	30	295	3	0,5	0,95	0,33	148	48	10	1,37	202	53	209
Науково-дослідний цех	27	5	100	625	20	0,3	0,7	1,02	188	191	13	1,53	287	191	345
Суперфасфатний цех	14	10	40	210	4	0,6	0,8	0,75	126	95	11	1,27	161	95	186
Склад ПММ	6	10	20	100	2	0,7	0,8	0,75	70	53	6	1,27	89	58	106
Медпункт	7	1	15	50	15	0,7	1,0	0,00	35	0	7	1,25	44	0	44
Ділянка нейтралізації	6	1	8	18	8	0,75	0,8	0,75	14	10	5	1,25	17	11	20
Ділянка хлорування та ректифікації	6	2	5	27	3	0,6	0,7	1,02	16	17	6	1,39	23	18	29

Зм	
Арк	
№ докум.	
Підпис	
Дата	
Арк.	

Продовження таблиці 1.1.

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16
Хімічна лабораторія	5	2	7	48	4	0,5	0,6	1,33	24	32	5	1,58	38	35	52
Склад	4	5	10	35	2	0,7	0,9	0,48	25	12	4	1,36	33	13	36
Будівля з резервуарами запасу технічної води	7	7	10	67	1	0,3	0,7	1,02	20	21	7	1,76	35	23	42
Всього	534	1	100	15416		0,47	0,75	0,89	7312	6544	534	1,00	7312	6544	9813

1.2. Визначення освітлювальних електронавантажень

Визначення освітлювальних навантажень виконано відповідно до методу питомої потужності. Наведемо приклад розрахунку освітлення для ділянки механічного оброблення титанових злитків.

Встановлену потужність освітлювальних приладів визначасмо з врахуванням значення питомої потужності освітлювального навантаження $p_0 = 18 \text{ кВт/м}^2$ та площі приміщення ділянки механічного оброблення $F = 4300 \text{ м}^2$:

$$P_B = p_0 \cdot 10^{-3} = 18 \cdot 4300 \cdot 10^{-3} = 77,40 \text{ кВт}.$$

Розрахункова активна потужність:

$$P_p = K_C \cdot K_1 \cdot P_B = 0,95 \cdot 1,12 \cdot 77,40 = 82,40 \text{ кВт}$$

Розрахункова реактивна потужність:

$$Q_p = P_p \cdot \operatorname{tg} \varphi = 82,40 \cdot 1,33 = 109,80 \text{ кВар}$$

Розрахункова повна потужність:

$$S_p = \sqrt{P_p^2 + Q_p^2} = \sqrt{82,40^2 + 109,80^2} = 137,26 \text{ кВА}.$$

Розрахунок навантажень для інших підрозділів підприємства зведено у табл. 1.2.

Таблиця 1.2. Розрахунок освітлювальних навантажень

Найменування	F , м ²	P_0 , Вт/м ²	P_B , кВт	K_{II}	K_1	$\cos \varphi$	$tg \varphi$	P_P , кВт	Q_P , квар	S_P , кВА
Ділянка механічного оброблення титанових злитків	4 300	18	77,40	0,95	1,12	0,6	1,33	82,4	109,8	137,26
Відділення обслуговування господарчого цеху	1 350	12	16,20	0,95	1,12	0,6	1,33	17,2	23,0	28,73
Господарчий цех	1 500	12	18,00	0,95	1,12	0,6	1,33	19,2	25,5	31,92
Виробничий цех	1 900	18	34,20	1,0	1,2	0,9	0,48	41,0	19,9	45,60
Цех рудно-термічних печей №2	3 400	14	47,60	0,95	1,12	0,6	1,33	50,6	67,5	84,41
Котельня	750	6	4,50	0,85	1,12	0,6	1,33	4,3	5,7	7,14
Цех компресорних установок	500	6	3,00	0,85	1,12	0,9	0,48	2,9	1,4	3,17
Цех виробництва деаерованої води	2 720	14	38,08	0,9	1,12	0,9	0,48	38,4	18,6	42,65
Центр сертифікаційних випробувань	1 430	18	25,74	0,6	1,0	1,0	0,00	15,4	0,0	15,44
Насосна протипож.станція	480	6	2,88	0,85	1,0	1,0	0,00	2,4	0,0	2,45
Конструкторський цех	440	20	8,80	0,95	1,2	0,9	0,48	10,0	4,9	11,15
Науково-дослідний цех	650	20	13,00	0,9	1,2	0,9	0,48	14,0	6,8	15,60
Суперфасфатний цех	640	14	8,96	0,85	1,0	1,0	0,00	7,6	0,0	7,62
Склад ПММ	420	6	2,52	0,6	1,0	1,0	0,00	1,5	0,0	1,51
Медпункт	1 460	18	26,28	0,75	1,2	0,9	0,48	23,7	11,5	26,28
Ділянка нейтралізації	1 300	6	7,80	0,6	1,0	1,0	0,00	4,7	0,0	4,68
Ділянка хлорування та ректифікації	380	12	4,56	0,6	1,0	1,0	0,00	2,7	0,0	2,74
Хімічна лабораторія	1 200	20	24,00	0,95	1,12	1,0	0,00	25,5	0,0	25,54
Склад	2 400	6	14,40	0,6	1,0	1,0	0,00	8,6	0,0	8,64
Будівля з резервуарами запасу технічної води	1 600	6	9,60	1,0	1,12	0,6	1,33	10,8	14,3	17,92
Освітлення території	126 641	0,1	12,66	1,0	1,12	0,6	1,33	14,2	18,9	23,64
Всього								397,2	327,8	515,00

1.3. Визначення електронавантажень у силових мережах вище 1000 В

Розрахунок втрат для ТР ТП № 1,2 виконаємо детально. Для чотирьох ТР (ТП № 1,2) потужністю 1000 кВА типу ТМ з каталожними даними:

S_H , кВА	U_K , %	ΔP_K , кВт	ΔP_X , кВт	I_X , %
1000	5,5	12,20	2,45	1,40

$$\Delta P = n \cdot (\Delta P_X + \Delta P_K \cdot K_3^2) = 4 \cdot (2,45 + 12,2 \cdot 0,6^2) = 52,0 \text{ кВт}$$

$$\Delta Q = n \cdot \left(\frac{I_X}{100} \cdot S_H + \frac{U_K}{100} \cdot S_H \cdot K_3^2 \right) = 4 \cdot \left(\frac{1,40}{100} \cdot 1000 + \frac{5,5}{100} \cdot 1000 \cdot 0,6^2 \right) = 248 \text{ кВар}$$

Обчислення для всіх інших ТП виконуємо за таким же принципом, результати подано у табл. 1.3.

Таблиця 1.3. Розрахунок силових електричних навантажень в мережі вище 1000 В

[illegible]

Зм																
	Арк															
№ докум.																
	Підпис															
Дата																
	Арк.															

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16
силова	319	2,5	- 90	6504	36	0,33	0,64	1,19	2 121	2 531	145	1,12	2 385	2 531	3 477
освітлювальна													174	197	
Всього на шинах 0,4 кВ ТП1,2													2 559	2 728	3 740
Втрати в трансформаторах															
4															
1000													52	248	
Всього на шинах 10 кВ ТП1,2													2 611	2 976	3 959
ТП№3,4,5															
Цех рудно-термічних печей №2															
силова	73	10	- 75	5180	8	0,65	0,80	0,75	3 367	2 525	73	1,08	3 624	2 525	4 417
освітлювальна									48				51	68	
Всього									3 415				3 675	2 593	4 497
Котельня															
силова	12	20	- 50	670	3	0,60	0,70	1,02	402	410	12	1,25	504	410	650
освітлювальна									5				4	6	
Всього									407				508	416	656
Суперфосфатний цех															
силова	14	10	- 40	210	4	0,60	0,80	0,75	126	95	11	1,27	161	95	186
освітлювальна									9				8	0	
Всього									135				168	95	193
Хімічна лабораторія															
силова	5	2	- 7	48	4	0,50	0,60	1,33	24	32	5	1,58	38	35	52
освітлювальна									24				26	0	
Всього									48				63	35	73
Ділянка нейтралізації															
силова	6	1	- 8	18	8	0,75	0,80	0,75	14	10	5	1,25	17	11	20

Зм																
Арк																
№ докум.																
Підпис																
Дата																
Арк.	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16
	освітлювальна									8				5	0	
	Всього									21				22	11	24
	Ділянка хлорування та ректифікації															

[illegible]

Зм																
Арк																
№ докум.																
Підпис																
Дата																
Арк.																
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16
	освітлювальна									3				2	0	
	Всього									73				90	58	107
	Всього по ТП№6															
	силова	81	5	- 100	2607	20	0,45	0,79	0,77	1 162	893	52	1,16	1 352	893	1 620
	освітлювальна													85	32	
	Всього на шинах 0,4 кВ ТП6													1 437	924	1 709
	Втрати в трансформаторах															
	2															
	1000													23	108	
	Всього на шинах 10 кВ ТП6													1 460	1 033	1 788
	Всього по заводу															
	силова	534	1	- 100	15416	0	0,47	0,75	0,89	7 312	6 544	534	1,00	7 312	6 544	9 813
	освітлювальна													397	328	
	Всього													7 709	6 872	10 328
	Втрати в трансформаторах													150	710	
	Всього по заводу													7 859	7 582	10 920
	РТП-10 (в рудно-термічному цеху)	6	-	1680	10080		0,90	0,90	0,48	9 072	4 394	6	1,00	9 072	4 833	10 279
	АД 10 кВ (в компресорній)	6		600	3600		0,70	0,90	0,48	2 520	1 220	6	1,27	3 201	1 343	3 471
	Всього на шинах 10кВ													20 132	13 758	24 384

1.4. Графіки електричних навантажень

Розрахунки та побудова графіків електричних навантажень (ЕН) виконувалась з використанням Microsoft Excel. Результати розрахунків подано у таблицях 1.4–1.5 та у графічному вигляді наведено на рисунках 1.1 – 1.5.

Таблиця 1.4. Активне навантаження за сезонами та періодами року

Години доби	Період року							
	Робочий				Вихідний			
	%	Зима ($P_{зр}$), кВт	%	Літо ($P_{лр}$), кВт	%	Зима ($P_{зв}$), кВт	%	Літо ($P_{лв}$), кВт
1	85	17112,2	85	14545,4	45	9059,4	38	7700,49
2	85	17112,2	90	15401,0	45	9059,4	38	7700,49
3	90	18118,8	93	15914,3	45	9059,4	38	7700,49
4	90	18118,8	93	15914,3	45	9059,4	38	7700,49
5	90	18118,8	94	16085,5	45	9059,4	38	7700,49
6	95	19125,4	94	16085,5	45	9059,4	38	7700,49
7	95	19125,4	94	16085,5	45	9059,4	38	7700,49
8	100	20132,0	100	17112,2	40	8052,8	34	6844,88
9	100	20132,0	100	17112,2	40	8052,8	34	6844,9
10	100	20132,0	100	17112,2	40	8052,8	34	6844,9
11	90	18118,8	94	16085,5	40	8052,8	34	6844,9
12	95	19125,4	94	16085,5	40	8052,8	34	6844,9
13	90	18118,8	94	16085,5	40	8052,8	34	6844,9
14	90	18118,8	94	16085,5	40	8052,8	34	6844,9
15	98	19729,4	98	16770,0	40	8052,8	34	6844,9
16	98	19729,4	98	16770,0	40	8052,8	34	6844,9
17	98	19729,4	98	16770,0	40	8052,8	34	6844,9
18	90	18118,8	95	16256,6	45	9059,4	38	7700,5
19	90	18118,8	95	16256,6	45	9059,4	38	7700,5
20	85	17112,2	93	15914,3	45	9059,4	38	7700,5
21	85	17112,2	93	15914,3	45	9059,4	38	7700,5
22	80	16105,6	90	15401,0	45	9059,4	38	7700,5
23	80	16105,6	90	15401,0	45	9059,4	38	7700,5
24	80	16105,6	90	15401,0	45	9059,4	38	7700,5
W_{Σ}		438676,3		386564,6		207359,6		176255,7

Таблиця 1.5. Реактивне навантаження за сезонами та періодами року

Години доби	Період року							
	Робочий				Вихідний			
	%	Зима (Q _{зр}), кВар	%	Літо (Q _{лр}), кВар	%	Зима (Q _{зв}), кВар	%	Літо (Q _{лв}), кВар
1	90	12382,2	90	10524,9	70	9630,6	59	8186,0
2	90	12382,2	90	10524,9	70	9630,6	59	8186,0
3	93	12794,9	93	10875,7	70	9630,6	59	8186,0
4	93	12794,9	93	10875,7	70	9630,6	59	8186,0
5	94	12932,5	94	10992,6	70	9630,6	59	8186,0
6	94	12932,5	94	10992,6	70	9630,6	59	8186,0
7	94	12932,5	94	10992,6	70	9630,6	59	8186,0
8	100	13758,0	100	11694,3	63	8667,5	53	7367,4
9	100	13758,0	100	11694,3	63	8667,5	53	7367,4
10	100	13758,0	100	11694,3	63	8667,5	53	7367,4
11	94	12932,5	94	10992,6	63	8667,5	53	7367,4
12	94	12932,5	94	10992,6	63	8667,5	53	7367,4
13	94	12932,5	94	10992,6	63	8667,5	53	7367,4
14	94	12932,5	94	10992,6	63	8667,5	53	7367,4
15	98	13482,8	98	11460,4	63	8667,5	53	7367,4
16	98	13482,8	98	11460,4	63	8667,5	53	7367,4
17	98	13482,8	98	11460,4	63	8667,5	53	7367,4
18	95	13070,1	95	11109,6	70	9630,6	59	8186,0
19	95	13070,1	95	11109,6	70	9630,6	59	8186,0
20	93	12794,9	93	10875,7	70	9630,6	59	8186,0
21	93	12794,9	93	10875,7	70	9630,6	59	8186,0
22	90	12382,2	90	10524,9	70	9630,6	59	8186,0
23	90	12382,2	90	10524,9	70	9630,6	59	8186,0
24	90	12382,2	90	10524,9	70	9630,6	59	8186,0
V _Σ		311481,1		264759,0		221503,8		188278,2

Час використання максимуму навантаження:

$$T_M = \sqrt{\frac{W_P^2 + V_P^2}{S_P^2}} = \frac{127013342^2 + 97022517^2}{24384^2} = 6555 \text{ год}$$

Час максимальних втрат:

$$\tau = \left(0,124 + \frac{T_M}{10^4}\right)^2 \cdot 8760 = \left(0,124 + \frac{6555}{10^4}\right) \cdot 8760 = 5322 \text{ год}$$

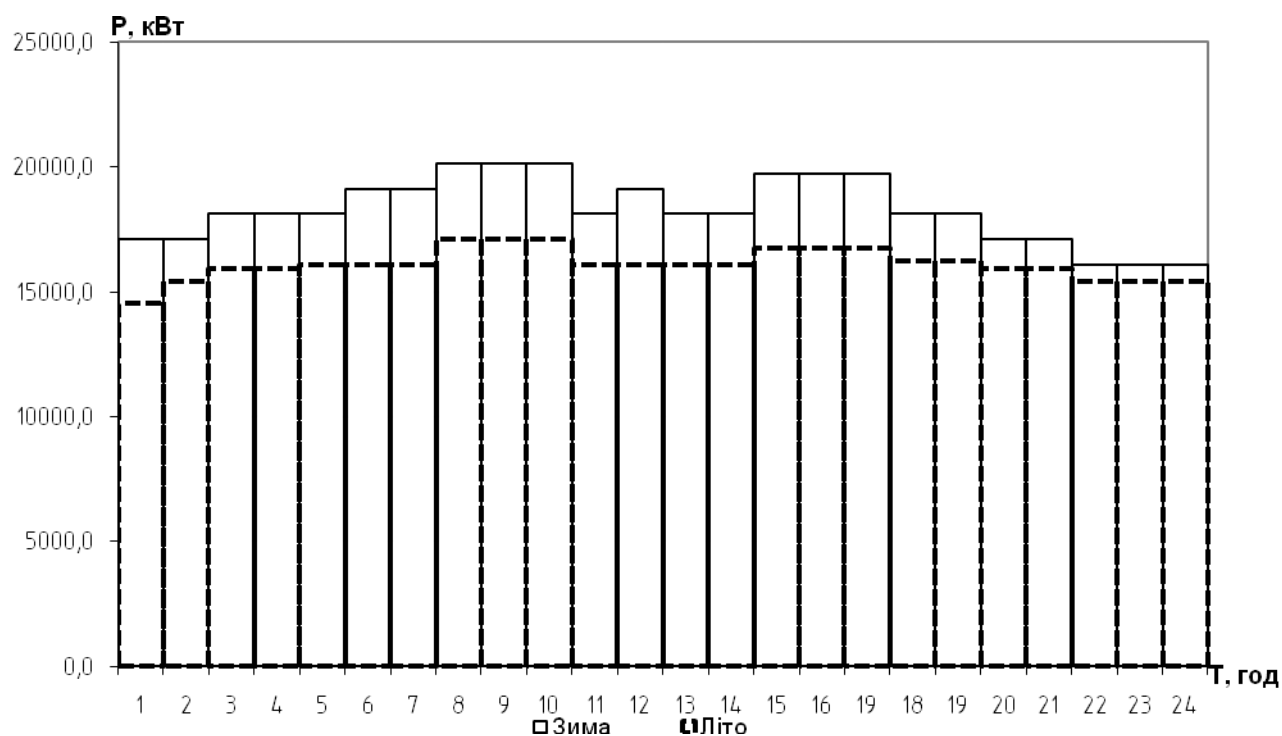


Рисунок 1.1. Графік ЕН активної потужності у робочий період

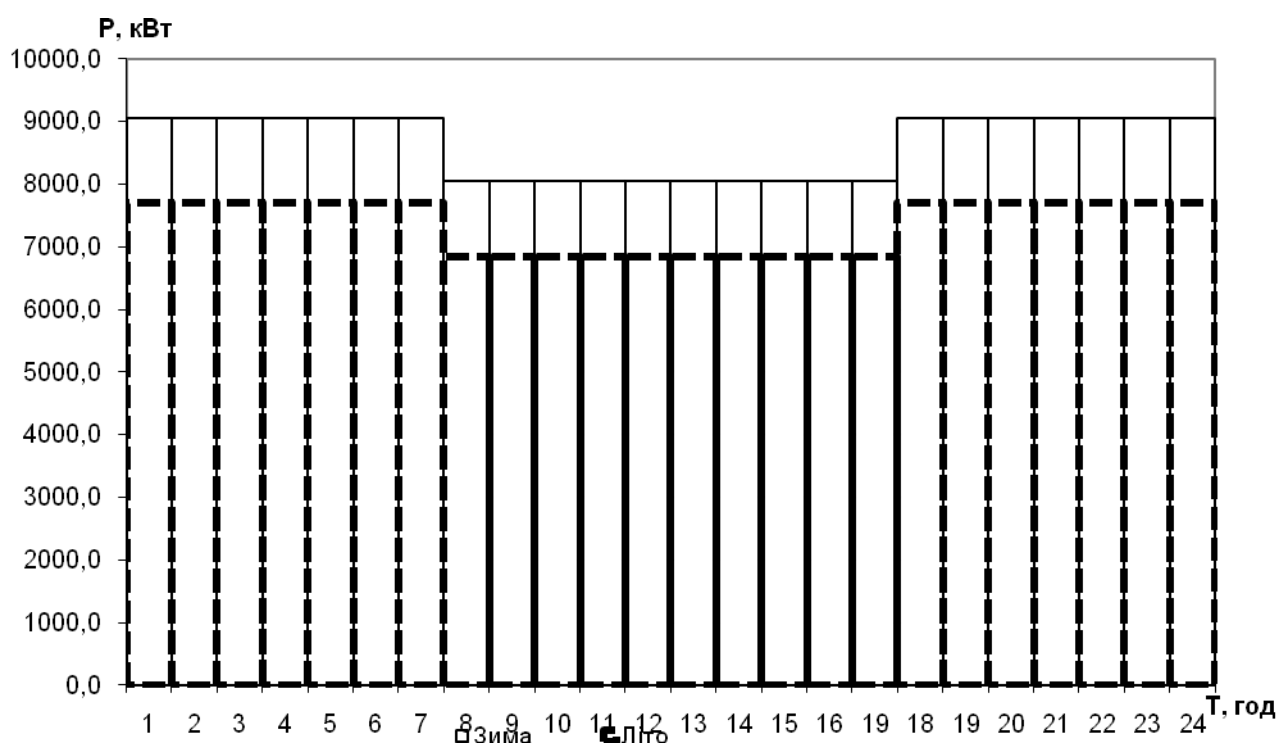


Рисунок 1.2. Графік ЕН активної потужності у вихідний період

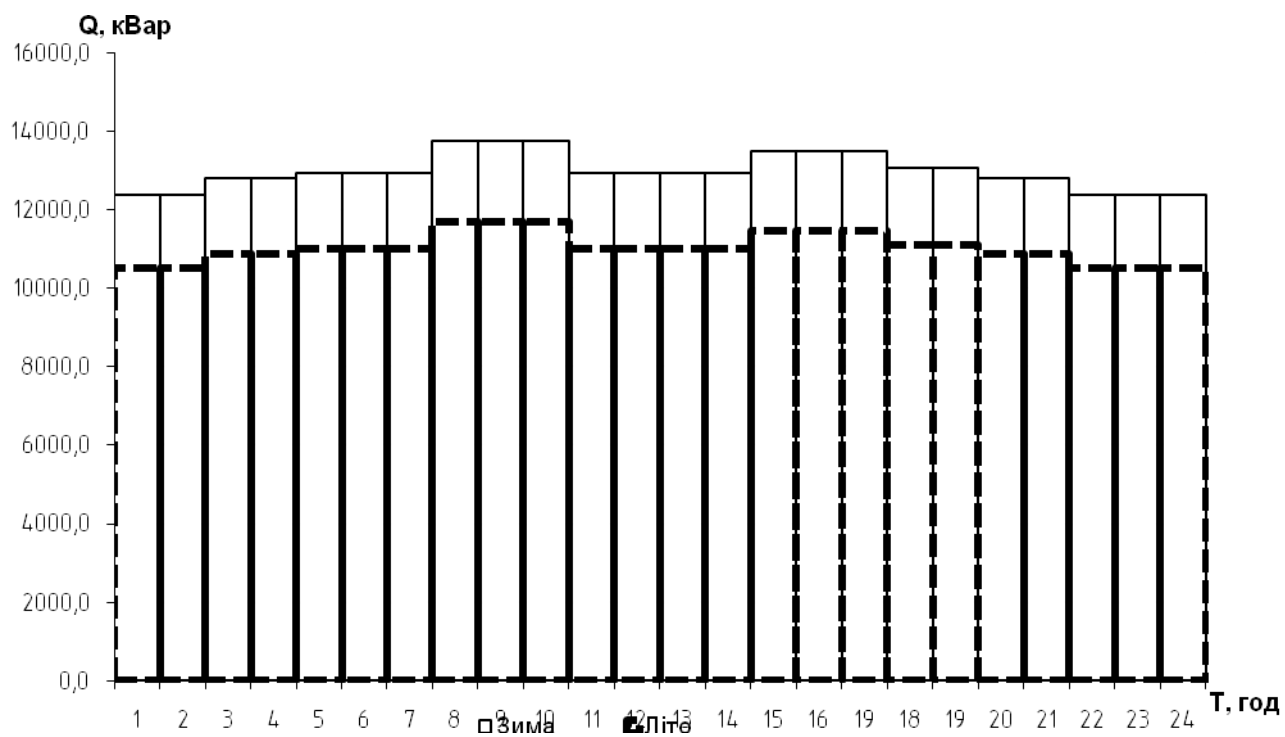


Рисунок 1.3. Графік ЕН реактивної потужності у робочий період

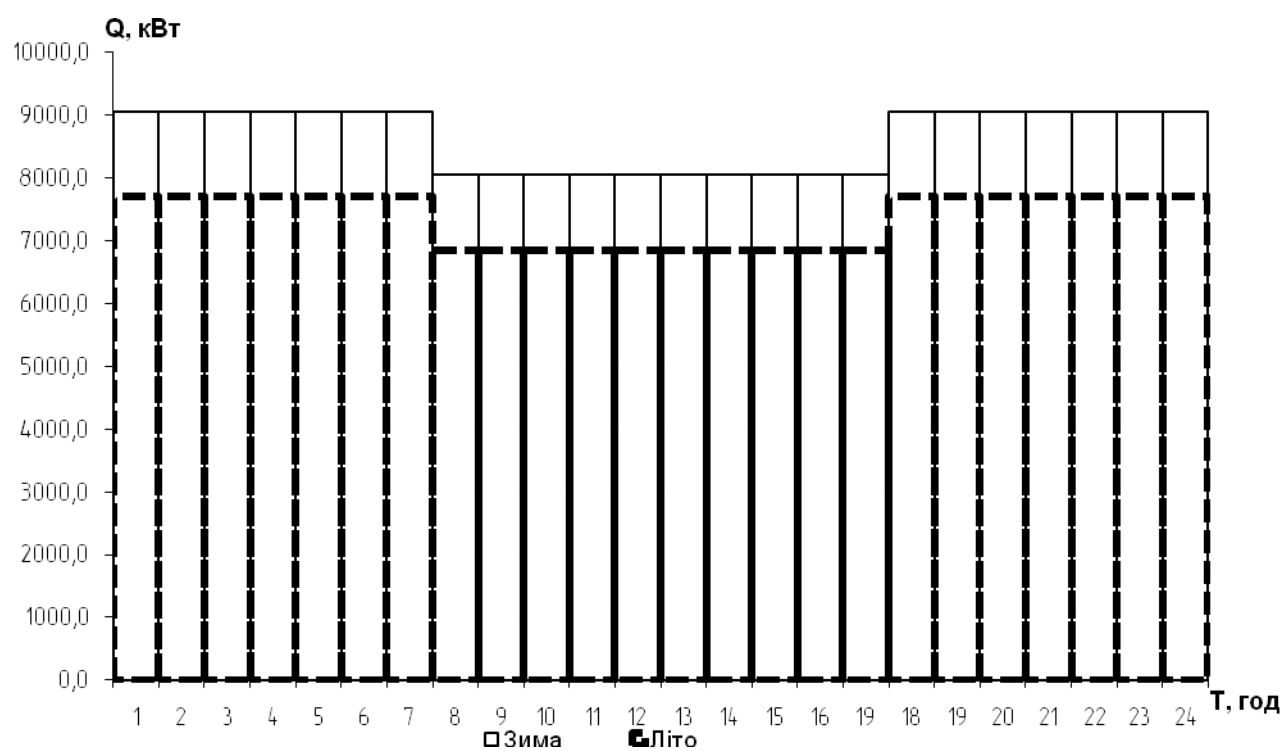


Рисунок 1.4. Графік ЕН реактивної потужності у вихідний період

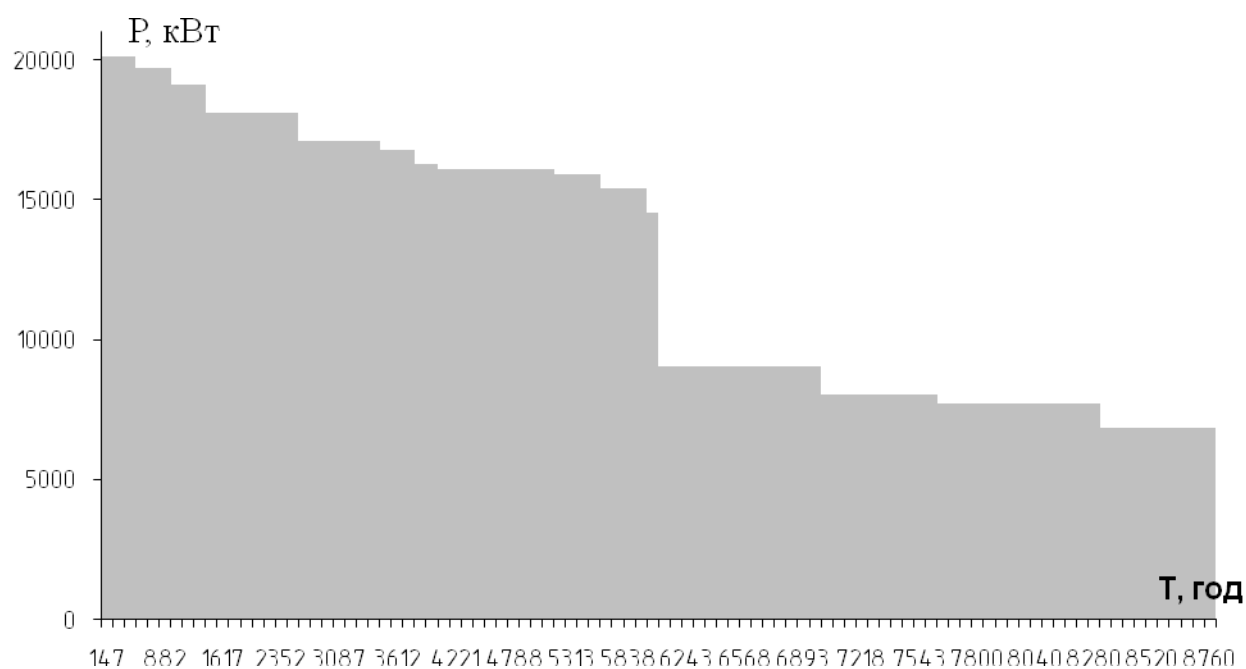


Рисунок 1.5. Річний графік ЕН за тривалістю

2. ТЕПЛОВІ НАВАНТАЖЕННЯ В СИСТЕМІ ТЕПЛОПОСТАЧАННЯ

2.1. Визначення теплових навантажень на опалення

Розрахунок теплових навантажень виконуємо для ділянки механічного оброблення титанових злитків з врахуванням температур всередині приміщення $t_{p,B} = 18 \text{ }^{\circ}\text{C}$ та зовнішнього повітря $t_{p,0} = -21 \text{ }^{\circ}\text{C}$:

$$Q_o^p = (1 + \mu) \cdot q_0 V_3 \cdot (t_{B,P} - t_{P,0}) = (1 + 0,25) \cdot 0,43 \cdot 25800 \cdot (18 - (-21)) = 540,83 \text{ кВт},$$

де $\mu = 0,25$ – коефіцієнт інфільтрації ділянки механічного оброблення;

$V_3 = F_3 \cdot h_3 = 4300 \cdot 6 = 25800 \text{ м}^3$ – об'єм будівлі ділянки механічного оброблення;

$q_0 = 0,43 \text{ Вт}/(\text{м}^3 \cdot ^{\circ}\text{C})$ – питома опалювальна характеристика;

Розрахунок значень теплових навантажень для всіх інших підрозділів виконуємо за тим же принципом див. таблицю 2.1.

Таблиця 2.1. Визначення теплових навантажень на опалення

№ з/п	Назва підрозділу	$F_3, \text{ м}^2$	$h_3, \text{ м}$	$V_3, \text{ м}^3$	$q_0, \text{ Вт}/\text{м}^3 \cdot ^{\circ}\text{C}$	$t_{p,B}, ^{\circ}\text{C}$	$Q_o^p, \text{ кВт}$
1	2	3	4	5	6	7	8
1	Ділянка механічного оброблення титанових злитків	4 300	6	25800	0,43	18	540,83
2	Відділення обслуговування господарчого цеху	1 350	4,5	6075	0,43	18	127,35
3	Господарчий цех	1 500	6	9000	0,43	18	188,66
4	Виробничий цех	1 900	4	7600	0,43	18	159,32
5	Цех рудно-термічних печей №2	3 400	7,5	25500	0,43	18	534,54
6	Котельня	750	4	3000	0,3	18	43,88
7	Цех компресорних установок	500	4	2000	0,33	18	32,18

Продовження табл.2.1							
1	2	3	4	5	6	7	8
8	Цех виробництва деаерованої води	2 720	6	16320	0,43	18	342,11
9	Центр сертифікаційних випробувань	1 430	8	11440	0,9	20	527,67
10	Насосна протипож.станція	480	4	1920	0,4	14	33,60
11	Конструкторський цех	440	12	5280	0,9	20	243,54
12	Науково-дослідний цех	650	3	1950	0,9	20	89,94
13	Суперфасфатний цех	640	6	3840	0,43	18	80,50
14	Склад ПММ	420	4	1680	0,3	14	22,05
15	Медпункт	1 460	4	5840	0,9	20	269,37
16	Ділянка нейтралізації	1 300	6	7800	0,64	16	230,88
17	Ділянка хлорування та ректифікації	380	6	2280	0,64	16	67,49
18	Хімічна лабораторія	1 200	4	4800	0,9	20	221,40
19	Склад	2 400	3	7200	0,3	14	94,50
20	Будівля з резервуарами запасу технічної води	1 600	4	6400	0,3	14	84,00
Всього							3933,80

2.2. Визначення теплових навантажень на вентиляцію

Розрахунок теплових навантажень виконуємо для ділянки механічного оброблення титанових злитків з врахуванням $q_B = 0,465 \text{ Вт/(м}^3\cdot^\circ\text{С)}$ – питомої вентиляційної характеристики, $t_{B,P} = 16 \text{ }^\circ\text{С}$ – температури повітря всередині будівлі та $t_{P,3} = -9 \text{ }^\circ\text{С}$ – температури зовнішнього повітря:

$$Q_B^P = q_B V_3 \cdot (t_{B,P} - t_{P,3}) = 0,465 \cdot 25800 \cdot (16 - (-9)) = 299,93 \text{ кВт},$$

Визначення теплових навантажень на опалення для всіх структурних підрозділів виконуємо аналогічним чином, результати наведено у таблиці 2.2.

Таблиця 2.2. Результати розрахунку теплових навантажень на вентиляцію

№ з/п	Назва підрозділу	F_3 , м ²	h_3 , м	V_3 , м ³	q_B , Вт/м ³ ·°C	$t_{B.P}$, °C	Q_B^P , кВт
1	Ділянка механічного оброблення титанових злитків	4300	6	25800	0,465	16	299,93
2	Відділення обслуговування господарчого цеху	1350	4,5	6075	0,465	16	70,62
3	Господарчий цех	1500	6	9000	0,465	16	104,63
4	Виробничий цех	1900	4	7600	0,465	14	81,28
5	Цех рудно-термічних печей №2	3400	7,5	25500	0,7	18	481,95
6	Котельня	750	4	3000	0,23	16	17,25
7	Цех компресорних установок	500	4	2000	0,44	16	22,00
8	Цех виробництва деаерованої води	2720	6	16320	0,465	16	189,72
9	Центр сертифікаційних випробувань	1430	8	11440	0,7	20	232,23
10	Насосна протипож.станція	480	4	1920	0,465	16	22,32
11	Конструкторський цех	440	12	5280	0,7	14	85,01
12	Науково-дослідний цех	650	3	1950	0,7	20	39,59
13	Суперфасфатний цех	640	6	3840	0,7	18	72,58
14	Склад ПММ	420	4	1680	0,23	14	8,89
15	Медпункт	1460	4	5840	0,7	20	118,55
16	Ділянка нейтралізації	1300	6	7800	0,465	16	90,68
17	Ділянка хлорування та ректифікації	380	6	2280	0,465	16	26,51
18	Хімічна лабораторія	1200	4	4800	0,7	20	97,44
19	Склад	2400	3	7200	0,23	14	38,09
20	Резервуар запасу технічної води	1600	4	6400	0,23	14	33,86
Всього							2133,10

2.3. Визначення теплових навантажень на гаряче водопостачання (ГВП)

Визначення теплових навантажень на ГВП виконаємо для ділянки механічного оброблення титанових злитків (кількість працівників – 48 осіб з двозмінним режимом роботи).

Середньотижневе навантаження на ГВП впродовж опалювального періоду:

$$Q_{Г.З}^{сеп.т} = \frac{amc_B \cdot (t_{Г} - t_{Х})}{n_C} = \frac{40 \cdot 48 \cdot 4,19 \cdot (55 - 5)}{2 \cdot 8 \cdot 3600} = 13,97 \text{ кВт.}$$

Середня витрата теплоти у літній сезон:

$$Q_{Г.Л.}^{сеп.т.} = Q_{Г.З.}^{сеп.т.} \cdot \frac{t_{Г} - t_{Х.Л.}}{t_{Г} - t_{Х.З.}} \beta = 13,97 \cdot \frac{55 - 15}{55 - 5} \cdot 1 = 11,17 \text{ кВт.}$$

Максимальне теплове навантаження ГВП впродовж опалювального сезону:

$$Q_{Г.В.}^{\max} = \chi Q_{Г.}^{сеп.т.} = 13,97 \cdot 1 = 13,97 \text{ кВт.}$$

Максимальне теплове навантаження ГВП впродовж літнього періоду:

$$Q_{Г.Л.}^{\max} = \chi Q_{Г.Л.}^{сеп.т.} = 11,17 \cdot 1 = 11,17 \text{ кВт.}$$

Отримані за наведеною методикою значення теплових навантажень на ГВП всіх підрозділів зведено у таблицю 2.3.

Таблиця 2.3. Розрахунок теплових навантажень на ГВП

№ з\п	Назва підрозділу	m	$Q_{Г.З.}^{сеп.т.}$	$Q_{Г.Л.}^{сеп.т.}$	$Q_{Г.З.}^{\max}$	$Q_{Г.Л.}^{\max}$
1	2	3	4	5	6	7
1	Ділянка механічного оброблення титанових злитків	48	13,97	11,17	13,97	11,17
2	Відділення обслуговування господарчого цеху	31	9,02	7,22	9,02	7,22
3	Господарчий цех	55	16,00	12,80	16,00	12,80
4	Виробничий цех	18	5,24	4,19	5,24	4,19
5	Цех рудно-термічних печей №2	16	4,66	3,72	4,66	3,72
6	Котельня	8	2,33	1,86	2,33	1,86
7	Цех компресорних установок	12	3,49	2,79	3,49	2,79
8	Цех виробництва деаерованої води	21	6,11	4,89	6,11	4,89
9	Центр сертифікаційних випробувань	9	2,62	2,10	2,62	2,10

Продовження табл.2.3

1	2	3	4	5	6	7
10	Насосна протипож.станція	6	1,75	1,40	1,75	1,40
11	Конструкторський цех	18	5,24	4,19	5,24	4,19
12	Науково-дослідний цех	18	5,24	4,19	5,24	4,19
13	Суперфасфатний цех	32	9,31	7,45	9,31	7,45
14	Склад ПММ	3	0,87	0,70	0,87	0,70
15	Медпункт	5	1,45	1,16	1,45	1,16
16	Ділянка нейтралізації	10	2,91	2,33	2,91	2,33
17	Ділянка хлорування та ректифікації	12	3,49	2,79	3,49	2,79
18	Склад	12	3,49	2,79	3,49	2,79
19	Будівля з резервуарами запасу технічної води	3	0,87	0,70	0,87	0,70
Всього		337	98,06	78,45	98,06	78,45

Загальне теплове навантаження зведено до таблиці 2.4.

Таблиця 2.4. Розрахункові значення теплового навантаження

№ з/п	Назва підрозділу	Q_o^p	Q_b^p	$Q_{ГВ}^p$	$Q_{г.з.}^{\max}$	Q_{Σ}
1	2	3	4	5	6	7
1	Ділянка механічного оброблення титанових злитків	540,83	299,93	13,97	854,72	0,73
2	Відділення обслуговування господарчого цеху	127,35	70,62	9,02	206,99	0,18
3	Господарчий цех	188,66	104,63	16,00	309,29	0,27
4	Виробничий цех	159,32	81,28	5,24	245,83	0,21
5	Цех рудно-термічних печей №2	534,54	481,95	4,66	1021,15	0,88
6	Котельня	43,88	17,25	2,33	63,45	0,05
7	Цех компресорних установок	32,18	22,00	3,49	57,67	0,05
8	Цех виробництва деаерованої води	342,11	189,72	6,11	537,94	0,46
9	Центр сертифікаційних випробувань	527,67	232,23	2,62	762,52	0,66
10	Насосна протипож.станція	33,60	22,32	1,75	57,67	0,05
11	Конструкторський цех	243,54	85,01	5,24	333,79	0,29
12	Науково-дослідний цех	89,94	39,59	5,24	134,77	0,12
13	Суперфасфатний цех	80,50	72,58	9,31	162,38	0,14
14	Склад ПММ	22,05	8,89	0,87	31,81	0,027
15	Медпункт	269,37	118,55	1,45	389,38	0,33
16	Ділянка нейтралізації	230,88	90,68	2,91	324,46	0,28

Продовження табл.2.4						
1	2	3	4	5	6	7
17	Ділянка хлорування та ректифікації	67,49	26,51	3,49	97,48	0,08
18	Хімічна лабораторія	221,40	97,44	3,49	322,33	0,28
19	Склад	94,50	38,09	0,87	133,46	0,11
20	Будівля з резервуарами запасу технічної води	84,00	33,86	98,06	215,91	0,19
Всього		3933,80	2133,10	196,12	6263,01	5,39

2.4. Графіки теплових навантажень

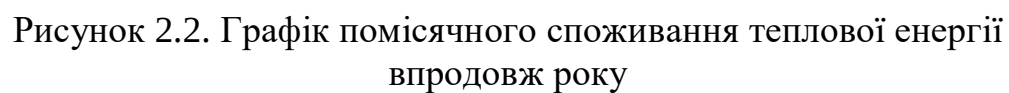
Виконаємо розрахунок годинних витрат за температури зовнішнього повітря $t_3 = +8 \text{ }^\circ\text{C}$:

$$Q_O = Q_O^P \left(\frac{t_{B.P} - t_3}{t_{B.P} - t_{P.O}} \right) = 540,83 \cdot \left(\frac{18 - 8}{18 + 21} \right) = 138,67 \text{ Гкал/год}$$

Витрати за найнижчого значення температури зовнішнього повітря $t_3 = -25 \text{ }^\circ\text{C}$:

$$Q_O = Q_O^P \left(\frac{t_{B.P} - t_3}{t_{B.P} - t_{P.O}} \right) = 540,83 \cdot \left(\frac{18 + 25}{18 + 21} \right) = 596,3 \text{ Гкал/год}$$

Побудова річного графіку ТН за тривалістю передбачає розрахунок тривалості стояння зовнішніх температур у годинах з проміжком $5 \text{ }^\circ\text{C}$ та з врахуванням тривалість опалювального сезону $n_0 = 6836$ год згідно з [8]. Отримані дані споживання теплової енергії (ТЕ) зведено до табл. 2.5. Річний графік за тривалістю споживання ТЕ подано на рисунку 2.1, графік помісячного споживання відповідно на рисунку 2.2.



3M									

Продовження табл.2.5

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19
19	Склад	14	94,50	38,09	0,87	0,70	87,56	84,51	63,60	29,19	0,70	0,70	0,70	0,70	0,70	29,19	56,63	77,10
20	Будівля з резервуарами запасу технічної води	14	84,00	33,86	98,06	78,45	175,11	172,40	153,81	123,23	78,45	78,45	78,45	78,45	78,45	123,23	147,62	165,82
Всього			3534	2133	196	157	4505	4380	3522	2109	157	157	157	157	157	2109	3236	4076

3. ТЕПЛОВІ МЕРЕЖІ СИСТЕМИ ТЕПЛОПОСТАЧАННЯ

3.1 Вибір джерела та системи теплопостачання

Обираємо водяну двотрубну закриту систему теплопостачання промислового об'єкта, зображення принципової схема наведено на рисунку 3.1.

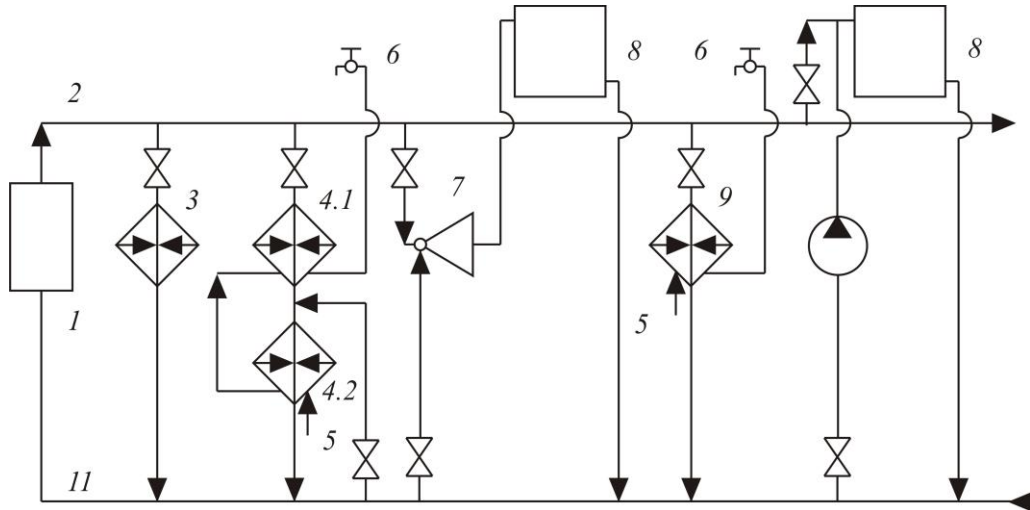


Рисунок 3.1. Принципова схема водяної системи теплопостачання

На рисунку 3.2. наведена схема групового теплового пункту, який власне і виконує роль джерела теплопостачання промислового об'єкта.

Теплота підводиться до теплового пункту двотрубною тепловою мережею. По подаючому *I* та зворотному *II* трубопроводам відбувається подача теплоти в систему опалення, а по трубопроводам *III* і *IV* – відповідно на ГВП.

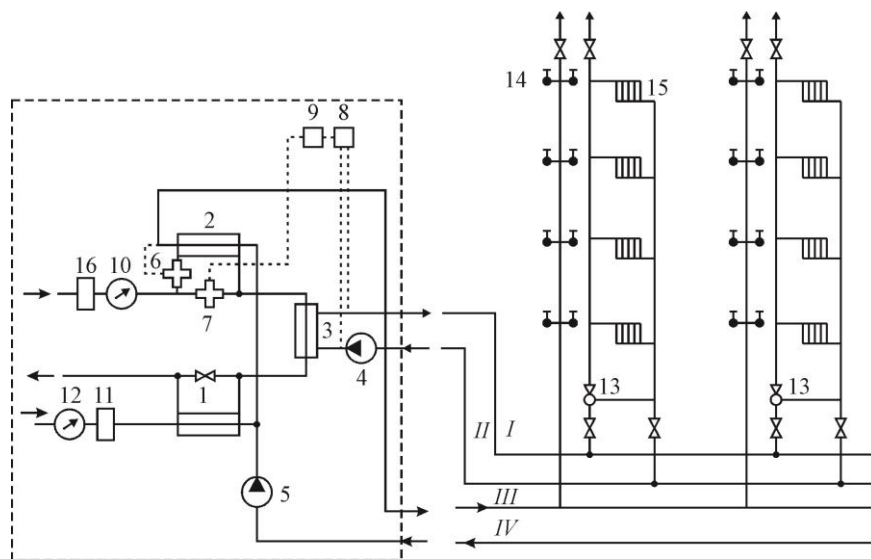


Рисунок 3.2. Схема групового теплового пункту

3.2. Гідравлічний розрахунок теплової мережі

Основною вихідною інформацією для гідравлічного розрахунку є значення годинної витрати води та безпосередньо довжина труб.

Результати розрахунку витрати зведено до таблиці 3.1.

Таблиця 3.1. Значення витрат води структурними одиницями підприємства

№ з/п	Структурні одиниці	$G_o^{\max}$, кг/с	$G_B^{\max}$, кг/с	$G_{Г.В}^{\max}$, кг/с	G_{Σ} , кг/с
1	Ділянка механічного оброблення титанових злитків	2,347	1,301	0,111	3,76
2	Відділення обслуговування господарчого цеху	0,553	0,306	0,072	0,93
3	Господарчий цех	0,819	0,454	0,127	1,40
4	Виробничий цех	0,691	0,353	0,042	1,09
5	Цех рудно-термічних печей №2	2,320	2,091	0,037	4,45
6	Котельня	0,190	0,075	0,019	0,28
7	Цех компресорних установок	0,140	0,095	0,028	0,26
8	Цех виробництва деаерованої води	1,485	0,823	0,049	2,36
9	Центр сертифікаційних випробувань	2,290	1,008	0,021	3,32
10	Насосна протипож.станція	0,146	0,097	0,014	0,26
11	Конструкторський цех	1,057	0,369	0,042	1,47
12	Науково-дослідний цех	0,390	0,172	0,042	0,60
13	Суперфасфатний цех	0,349	0,315	0,074	0,74
14	Склад ПММ	0,096	0,039	0,007	0,14
15	Медпункт	1,169	0,514	0,012	1,69
16	Ділянка нейтралізації	1,002	0,393	0,023	1,42
17	Ділянка хлорування та ректифікації	0,293	0,115	0,028	0,44
18	Хімічна лабораторія	0,961	0,423	0,028	1,41
19	Склад	0,410	0,165	0,007	0,58
20	Будівля з резервуарами запасу технічної води	0,365	0,147	0,780	1,29
	Всього	17,07	9,26	1,56	27,89

Результати гідравлічного розрахунку теплової мережі промислового об'єкта подано у таблиці 3.2.

Таблиця 3.2. Гідравлічний розрахунок теплової мережі промислового об'єкта

№ діл.		Характерис- тика ділянки		Розрахункові дані ділянки										Втрати напору від джерела теплопостачання	Тиск в кінці ділянки
№ розрахункової	№ попередньої	Діаметр	Довжина	Витрати води	Швидкість води	Питомі втрати напору при K=0,5	Еквівалентна шорховатість	Поправковий коефіцієнт	Дійсне значення питомих втрат	Втрати напору на ділянці					
										Лінійні	Місцеві	Всього	Всього за двома трубопров.		
		D, мм	l, м	G, т/год	V, м/с	R, Па/м	E _ш , мм	K _{уд.в}	ΔR _{дій} , Па/м	Δp _{тр} , м	Δp _{міс} , м	Δp _Σ , м	Δp _Σ , м	Δp, м	P _{факт} , м.в.ст
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16
21	3	150	150	13,534	0,21	0,40	2,0	1,55	0,616	0,092	0,0185	0,111	0,222	2,10	10,90
20	3	80	140	3,35093	0,19	0,68	2,0	1,63	1,110	0,155	0,0311	0,186	0,373	0,67	12,33
19	3	80	130	5,03996	0,28	1,54	2,0	1,63	2,510	0,326	0,0653	0,392	0,783	0,60	12,40
18	3	80	120	3,90851	0,22	0,93	2,0	1,63	1,510	0,181	0,0362	0,217	0,435	0,78	12,22
17	3	80	110	16,0126	0,89	15,54	2,0	1,63	25,336	2,787	0,5574	3,344	6,689	0,50	12,50
16	3	80	100	1,02154	0,06	0,06	2,0	1,63	0,103	0,010	0,0021	0,012	0,025	0,23	12,77
15	2	80	90	0,9463	0,05	0,05	2,0	1,63	0,088	0,008	0,0016	0,010	0,019	0,22	12,78
14	2	80	80	8,48301	0,47	4,36	2,0	1,63	7,111	0,569	0,1138	0,683	1,365	0,23	12,77
13	2	150	70	11,9459	0,19	0,31	2,0	1,55	0,480	0,034	0,0067	0,040	0,081	0,45	12,55
12	2	80	50	0,92356	0,05	0,05	2,0	1,63	0,084	0,004	0,0008	0,005	0,010	0,78	12,22
11	2	80	12	5,28245	0,29	1,69	2,0	1,63	2,757	0,033	0,0066	0,040	0,079	0,98	12,02
10	2	80	69	2,17345	0,12	0,29	2,0	1,63	0,467	0,032	0,0064	0,039	0,077	0,67	12,33
9	2	80	65	2,6579	0,15	0,43	2,0	1,63	0,698	0,045	0,0091	0,054	0,109	0,12	12,88
8	2	80	32	0,50829	0,03	0,02	2,0	1,63	0,026	0,001	0,0002	0,001	0,002	2,09	10,91

[illegible]

4. КАРТОГРАМА ЕЛЕКТРИЧНИХ ТА ТЕПЛОВИХ НАВАНТАЖЕНЬ, МІСЦЕ РОЗТАШУВАННЯ ЦЕНТРАЛЬНОЇ РОЗПОДІЛЬНОЇ УСТАНОВКИ (ГОЛОВНОЇ ЗНИЖУВАЛЬНОЇ ПІДСТАНЦІЇ) ТА ДЖЕРЕЛА ТЕПЛОПОСТАЧАННЯ

Визначаємо радіус кола R_1 , площа якого з врахуванням масштабу відповідає повному навантаженню ділянки механічного оброблення титанових злитків P_1 , кВ·А:

$$P_1 = \pi R_1^2 m = 1142,6 \text{ кВА},$$

Радіус кола силового навантаження відповідно становитиме з врахуванням масштабу $m = 0,4$ кВт/мм²:

$$R_1 = \sqrt{\frac{P_1}{\pi \cdot m}} = \sqrt{\frac{P_p}{\pi \cdot m}} = \sqrt{\frac{1142,6}{3,14 \cdot 0,4}} = 31,22 \text{ мм},$$

Радіус кола освітлювального навантаження відповідно:

$$\alpha_1 = \frac{P_{\text{осв}} \cdot 360^0}{\pi \cdot R_1^2 \cdot m} = \frac{82,4 \cdot 360^0}{3,14 \cdot 31,22^2 \cdot 0,4} = 24,2^0.$$

Положення центру ЕН з координатами на генеральному плані:

$$X = \frac{\sum_{i=1}^n X_i P_i}{\sum_{i=1}^n P_i} = 311,2 \text{ м},$$

$$Y = \frac{\sum_{i=1}^n Y_i P_i}{\sum_{i=1}^n P_i} = 189 \text{ м}.$$

Для всіх структурних підрозділів підприємства розрахунки виконано аналогічно, результати зведено до таблиці 4.1.

Розрахунок картограми ТН наведено у таблиці 4.2.

Таблиця 4.1. Розрахунок картограми ЕН та визначення умовного центру ЕН

№ з/П	Найменування відділення	$P_{P_{\text{сил}}}$, кВт	$P_{P_{\text{осв}}}$, кВт	ΣP_p , кВт	R, мм	α , град	X, м	Y, м	P_x , кВт•м	P_y , кВт•м
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
1	Ділянка механічного оброблення титанових злитків	1143	82	1224,9	0,4	31,22	24,20	471	225	576949,06
2	Відділення обслуговування господарчого цеху	509	17	526,0	0,4	20,46	11,80	390	234	205158,97
3	Господарчий цех	683	19	702,6	0,4	23,65	9,81	375	273	263475,81
4	Виробничий цех	239	41	279,9	0,4	14,92	52,78	438	264	122604,77
5	Цех рудно-термічних печей №2	3624	51	3674,7	0,4	54,08	4,96	264	195	970129,68
	Цех рудно-термічних печей 10 кВ	9072	0	9072,0	0,1	169,93	0,00	264	195	2395008,00
6	Котельня	504	4	508,0	0,4	20,11	3,04	231	285	117347,92
7	Цех компресорних установок	350	3	353,2	0,4	16,77	2,91	396	129	139880,37
8	Цех компресорних установок 10 кВ	3201	0	3200,6	0,1	100,93	0,00	396	129	1267437,49
9	Цех виробництва деаерованої води	162	38	200,8	0,4	12,64	68,82	333	72	66861,51
10	Центр сертифікаційних випробувань	154	15	169,3	0,4	11,61	32,83	267	138	45216,43
11	Насосна протипож.станція	415	2	417,6	0,4	18,23	2,11	447	123	186649,40
12	Конструкторський цех	202	10	212,3	0,4	13,00	17,01	372	177	78993,12
13	Науково-дослідний цех	287	14	301,4	0,4	15,49	16,77	414	180	124766,56
14	Суперфасфатний цех	161	8	168,2	0,4	11,57	16,30	153	237	25730,64
15	Склад ПММ	89	2	90,4	0,4	8,48	6,02	240	78	21700,21
16	Медпункт	44	24	67,5	0,4	7,33	126,19	291	273	19635,50

ЗМ

Продовження табл.4.1

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
17	Ділянка нейтралізації	17	5	21,5	0,4	4,14	78,32	162	288	3485,02
18	Ділянка хлорування та ректифікації	23	3	25,3	0,4	4,48	38,99	141	258	3561,70
19	Хімічна лабораторія	38	26	63,5	0,4	7,11	144,84	144	108	9139,42
20	Склад	33	9	41,9	0,4	5,77	74,23	69	156	2891,34
21	Будівля з резервуарами запасу технічної води	35	11	46,2	0,4	6,06	83,86	72	255	3323,35
	Всього	20985	383,0	21367,9						6649946,28

Координати умовного центру ЕН:

 $X_0 = 311,2$ м; $Y_0 = 189$ м.

Зм	
Арк	
№ докум.	
Підпис	
Дата	
Арк.	

Зм
Арк
№ докум.
Підпис
Дата

Таблиця 4.2. Розрахунок картограми ТН та визначення умовного центру ТН

№ з/п	Найменування цеху або відділення	Q_o^p кВт	Q_b^p кВт	$Q_{г.з.}^{max}$ кВт	Q_{Σ} кВт	R, мм	$\alpha_b, ^\circ$	$\alpha_{г.з.}, ^\circ$	X_i , м	Y_i , м	$Q_{\Sigma} \cdot X_i$	$Q_{\Sigma} \cdot Y_i$
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
1	Ділянка механічного оброблення титанових злитків	540,83	299,93	13,97	854,72	52	126	6	471	225	402575,1	192312,9
2	Відділення обслуговування господарчого цеху	127,35	70,62	9,02	206,99	26	123	16	390	234	80725,8	48435,5
3	Господарчий цех	188,66	104,63	16,00	309,29	31	122	19	375	273	115984,1	84436,4
4	Виробничий цех	159,32	81,28	5,24	245,83	28	119	8	438	264	107675,5	64900,3
5	Цех рудно-термічних печей №2	534,54	481,95	4,66	1021,15	127	170	2	264	195	269583,4	199124,1
6	Котельня	43,88	17,25	2,33	63,45	32	98	13	231	285	14657,6	18084,0
7	Цех компресорних установок	32,18	22,00	3,49	57,67	30	137	22	396	129	22836,0	7439,0
8	Цех виробництва деаерованої води	342,11	189,72	6,11	537,94	93	127	4	333	72	179133,5	38731,6
9	Центр сертифікаційних випробувань	527,67	232,23	2,62	762,52	110	110	1	267	138	203593,0	105227,9
10	Насосна протипож.станція	33,60	22,32	1,75	57,67	30	139	11	447	123	25776,6	7092,9
11	Конструкторський цех	243,54	85,01	5,24	333,79	73	92	6	372	177	124168,2	59080,0
12	Науково-дослідний цех	89,94	39,59	5,24	134,77	46	106	14	414	180	55793,2	24257,9
13	Суперфасфатний цех	80,50	72,58	9,31	162,38	51	161	21	153	237	24844,6	38484,8
14	Склад ПММ	22,05	8,89	0,87	31,81	23	101	10	240	78	7634,4	2481,2

Арк.

Зм	
Арк	
№ докум.	
Підпис	
Дата	
Арк.	

Продовження табл.4.2

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
15	Медпункт	269,37	118,55	1,45	389,38	79	110	1	291	273	113308,7	106299,9
16	Ділянка нейтралізації	230,88	90,68	2,91	324,46	72	101	3	162	288	52563,3	93445,8
17	Ділянка хлорування та ректифікації	67,49	26,51	3,49	97,48	39	98	13	141	258	13745,3	25151,0
18	Хімічна лабораторія	221,40	97,44	3,49	322,33	72	109	4	144	108	46415,8	34811,8
19	Склад	94,50	38,09	0,87	133,46	46	103	2	69	156	9208,8	20819,9
20	Будівля з резервуарами запасу технічної води	84,00	33,86	98,06	215,91	59	56	163	72	255	15545,8	55058,0
Всього		3933,80	2133,10	196,12	6263,01						1885768,8	1225675,1

Координати умовного центру ТН:

X₀ =301 м

Y₀ = 196 м

$$F_{EK} = \frac{I_P}{j_{EK}} = \frac{683}{1,2} = 569,2 \text{ мм}^2$$

Обираємо 3 КЛ площею перерізу 240 мм² марки ААШв (3х240) із значенням тривалого допустимого струмового навантаження $I_{доп} = 355 \text{ А}$, питомими втратами потужності $\Delta P_{1KM} = 24 \text{ кВт/км}$ та вартістю $K_0 = 580 \text{ тис.грн/км}$.

Коефіцієнт завантаження КЛ під час роботи у нормальному режимі:

$$K_3 = \frac{I_P}{n \cdot I_{доп}} = \frac{683}{3 \cdot 355} = 0,64.$$

Значення довготривалого струму з врахуванням значення допустимого коефіцієнту аварійною перевантаження [3]:

$$I'_{доп} = I_{доп} K_{II} = 355 \cdot 1,5 = 532,5 \text{ А}.$$

Відповідно втрати потужності ΔP_L та енергії ΔW_L в КЛ за значення $\tau_{нб} = 5322 \text{ год}$ становлять:

$$\Delta P_L = \Delta P_{1KM} I_{\Sigma} K_3^2 = 24 \cdot 22,2 \cdot 0,64^2 = 218,26 \text{ кВт},$$

$$\Delta W_L = \Delta P_L \tau_{нб} = 218,26 \cdot 5322 = 11161579,72 \text{ кВт·год}$$

Відповідно вартість втрат ЕЕ:

$$C_{втр} = \Delta W C_0 = 11161579,72 \cdot 5,5488 \cdot 10^{-3} = 61933,38 \text{ тис. грн}.$$

де $C_0 = 5,5488 \text{ грн/кВт·год}$ – відповідно до діючих тарифів вартість 1 кВт·год.

Варіант №2 (рис 5.1, б) - схема електропостачання об'єкту напругою 35 кВ

Значення розрахункового струму:

$$I_P = \frac{S'_p}{2\sqrt{3} \cdot U_{НОМ}} = \frac{24384}{2\sqrt{3} \cdot 35} = 204,9 \text{ А.}$$

Орієнтовне значення перерізу ПЛ з врахуванням економічної густини струму[3]:

$$F_{ЕК} = \frac{I_P}{j_{ЕК}} = \frac{204,9}{1,2} = 170,75 \text{ мм}^2$$

Обираємо дволанцюгову ПЛ виконану проводом АС 185/29 з номінальними параметрами допустимого струму $I_{ДОП} = 320 \text{ А}$, втратами потужності на 1км $\Delta P_{1км} = 50 \text{ кВт/км}$ та вартістю 1 км $K_0 = 653,5 \text{ тис.грн/км}$.

Відповідно на ГЗП доцільно розмістити два ТР з $S_H = 16000 \text{ кВА}$ кожен з рівнем напруги 35 /10 кВ.

Каталожні дані у номінальному режимі ТР типу ТДНС-16000/35 $\Delta P_{КЗ} = 90 \text{ кВт}$; $\Delta P_{HX} = 19,9 \text{ кВт}$; $U_{КЗ} = 10 \%$.

Коефіцієнт завантаження:

$$K_3 = \frac{S_p}{n \cdot S_{НОМ}} = \frac{24384}{2 \cdot 16000} = 0,762.$$

У разі аварійного перевантаження:

$$K_{3.ав} = \frac{S_p}{S_{НОМ}} = \frac{24384}{16000} < 1,4.$$

Відповідно значення втрати ЕЕ в ПЛ:

$$\Delta P_L = \Delta P_{1км} l_{\Sigma} K_3^2 = 50 \cdot 22,2 \cdot 0,47^2 = 245,2 \text{ кВт},$$

$$\Delta W_L = \Delta P_L \tau_{нб} = 245,2 \cdot 5322 = 1304954,4 \text{ кВт} \cdot \text{год.}$$

Відповідно значення втрати ЕЕ в ТР:

$$\Delta W_m = n(\Delta P_{HX} T_p + \Delta P_K K_3^2 \tau) = 2(19,9 \cdot 8760 + 90 \cdot 0,76^2 \cdot 5322) = 901965,7 \text{ кВт} \cdot \text{год.}$$

Загальні втрати ЕЕ:

$$\Delta W_{\Sigma} = \Delta W_{\text{л}} + \Delta W_{\text{т}} = 1304954,4 + 901965,7 = 2206920,1 \text{ кВт} \cdot \text{год.}$$

Орієнтовна вартість втрат ЕЕ з врахуванням діючого тарифу $C_0 = 4,475$ грн/кВт·год :

$$C_{\text{втр}} = \Delta W_{\Sigma} C_0 = 2206920,1 \cdot 4,475 \cdot 10^{-3} = 9875,97 \text{ тис.грн.}$$

Таблиця 5.1. Визначення розміру капітальних витрат

№ вар.	Елемент схеми	Одиниця	Кількість	Вартість	Всього
I	Шафи КРУ з вимикачами ВВ додатково встановлені на п/ст системи	шт.	2	301,6	603,2
	КЛ	км	22,2	580	12876
	Траншея	км	3,7	156	577,2
Всього					14056,4
II	ЛЕП 35 кВ на з/б опорах	км	3,7	633,5	2343,95
	ВРП 35 кВ	Комплект	1	950	950
	ТР 35/10 кВ	шт.	2	5500	11000
Всього					14293,95

Таблиця 5.2. Визначення поточних витрат

№ вар.	Елемент схеми	K_j , тис. грн.	C_{aj} , тис. грн.	$C_{эj}$, тис. грн.	C_j , тис. грн.
I	КЛ з урахуванням траншеї	13453,2	672,66	672,66	1345,32
	Шафи КРУ з вимикачами	6032	90,48	30,16	120,64
Всього					1465,96
II	ПЛ 35 кВ	2343,95	117,1975	234,395	234,395
	ВРП - 35 кВ	950	142,5	190	190
Всього					2624,395

Таблиця 5.3. Техніко-економічні показники варіантів електропостачання

№ з/п	Найменування статті	Варіант I	Варіант II
1	Капіталовкладення у варіанти	14056,4	14293,95
2	Поточні витрати	1465,96	2624,395
3	Вартість втрат ЕЕ	61933,4	9875,97
5	Збиток	485,2	77,2
6	Зведені витрати	65571,3	14292,8

З точки зору меншої вартості та перспективності обираємо другий варіант схеми електропостачання.

5.2. Вибір напруги та схеми внутрішнього електропостачання

Схема внутрішнього електропостачання об'єкту виконується напругу 10 кВ. Для внутрішніх розподільчих мереж структурних підрозділів об'єкта електропостачання силового та освітлювального навантажень виконано напругою 380/220 В.

З врахуванням специфіки об'єкта розподільчу мережу виконуємо КЛ радіальної схемою напругою 10 кВ.

6. КОМПЕНСАЦІЯ РЕАКТИВНОЇ ПОТУЖНОСТІ

6.1. Розрахунок балансу реактивної потужності та вибір пристроїв для її компенсації

Значення навантаження на стороні 0.4 та 10 кВ:

$$P_n = 7859 \text{ кВт},$$

$$Q_n = 7582 \text{ кВар}.$$

$$P_{\epsilon} = 12273 \text{ кВт},$$

$$Q_{\epsilon} = 6176 \text{ кВар}.$$

Значення втрати в ТР:

$$\Delta P_m = 150 \text{ кВт},$$

$$\Delta Q_m = 710 \text{ кВар}.$$

Значення розрахункового навантаження об'єкта:

$$P_p = 20281 \text{ кВт},$$

$$Q_p = 14468 \text{ кВар}.$$

Значення реактивної потужності, генерованої енергосистемою:

$$Q_e = P_p \cdot \operatorname{tg} \varphi_c = 20281 \cdot 0.15 = 3042 \text{ кВар}.$$

Значення реактивної потужності, яка має бути скомпенсована:

$$Q_{KP} = Q_p - Q_e = 14468 - 3042 = 11426 \text{ кВар}.$$

Необхідна мінімальна кількості ТР:

$$N_0 = \frac{P_n}{K_3 P_{ном}} = \frac{7859}{0.7 \cdot 1000} \approx 12 \text{ шт.}$$

Відповідно розрахункова потужність високовольтних КП:

$$Q_{\kappa B} = Q_P - Q_{\kappa B} - Q_e = 20281 - 3042 - 4600 = 6826 \text{ кВар.}$$

Тобто, встановлюємо БК потужністю 2х2250, 2х450, 2х150 кВар.

Додаткові втрати в цехових ТП, обумовлені передаванням реактивної потужності:

$$\Delta P_{mp} = \frac{Q_{np}^2 \Delta P_{\kappa 3}}{n \cdot P_{ном}^2} = \frac{2965^2 \cdot 90}{12 \cdot 1000^2} = 9,04 \text{ кВт.}$$

Втрати в низьковольтних та високовольтних БК:

$$\Delta P_{\kappa H} = 0.0045 Q_{\kappa H} = 0,0045 \cdot 4600 = 21 \text{ кВт.}$$

$$\Delta P_{\kappa B} = 0.003 Q_{\kappa B} = 0,003 \cdot 6000 = 18 \text{ кВт.}$$

Орієнтовне значення вартості низьковольтних та високовольтних БК:

$$K_{\kappa H} = 1662,4 \text{ тис. грн.}$$

$$K_{\kappa B} = 1523,76 \text{ тис. грн.}$$

Загальна вартість комплектних ТП:

$$K_{КТП} = 3828 \text{ тис. грн.}$$

Отже, розрахункові витрати орієнтовно становитимуть:

$$\begin{aligned} Z &= E_H (K_{\kappa H} + K_{\kappa B} + K_{КТП}) + (\Delta P_{\kappa H} + \Delta P_{\kappa B} + \Delta P_{ТП}) C_0 \tau = \\ &= 0,12(1662,4 + 1523,76 + 3828) + (21 + 18 + 9,04) \cdot 4,475 \cdot 5322 = 1978,70 \text{ тис. грн.} \end{aligned}$$

Всі обчислення для варіантів з $N = N_0 + 1$, $N = N_0 + 2$ виконані за аналогічним принципом, результати для зручності порівняння наведені за варіантами у таблиці 6.2.

Таблиця 6.2. Розрахунок затрат на компенсацію РП та її баланс

Показник	Варіант		
	1	2	3
Потужність КП в мережі 0,4 кВ	4600	3 475	1 375
Потужність КП в мережі 10 кВ	6 000	7200	9225
Споживання реактивної потужності від енергосистеми	3 042	3 042	3 042
Всього відповідно до балансу	10 600	10 600	10 600
Сумарні затрати на КП	1 978,70	2 481,96	2 834,07

Отже, мінімумальне значення розрахункових затрат характерне першому варіанту з $N = 12$. Тому, обираємо його для подальших розрахунків.

Таблиця 6.3. Розрахунок ЕН з урахуванням встановлення КП

Назва групи споживачів	Кількість ЕС	Р одного		Р сумарна	m	K _и	cosφ	tgφ	Середнє		п _{еф}	K _м	Розрахункове навантаження		
		min	max						P _{см} , кВт	Q _{см} , квар			P _p , кВт	Q _p , квар	S _p , кВА
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16
ТП№1,2															
Ділянка механічного оброблення титанових злитків															
силова	152	7,8	- 90	3180	12	0,3	0,7	1,02	954	973	71	1,20	1 143	973	1 501
освітлювальна									77				82	110	
Всього									1 031				1 225	1 083	1 635
Відділення обслуговування господарчого цеху															
силова	78	2,5	- 53,8	1464	22	0,28	0,58	1,40	410	576	54	1,24	509	576	768
освітлювальна									16				17	23	
Всього									426				526	599	797
Господарчий цех															
силова	52	5	- 60	1170	12	0,5	0,6	1,33	585	780	39	1,17	683	780	1 037
освітлювальна									18				19	26	
Всього									603				703	806	1 069
Виробничий цех															
силова	37	2,5	- 50	690	20	0,25	0,65	1,17	173	202	28	1,38	239	202	313
освітлювальна									34				41	20	
Всього									207				280	222	357
Територія заводу															
силова															
освітлювальна									13				14	19	
Всього													14	19	24
Всьго по ТП№1,2															
силова	319	2,5	- 90	6504	36	0,33	0,64	1,19	2 121	2 531	145	1,12	2 385	2 531	3 477

ЗМ

Продовження табл..6.3.															
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16
освітлювальна													174	197	
БК 0,4 кВ														-1 200	
Всього на шинах 0,4 кВ ТП1,2													2 559	1 528	2 980
Втрати в трансформаторах															
4															
1000													37	178	
Всього на шинах 10 кВ ТП1,2													2 596	1 706	3 106
ТП№3,4,5															
Цех рудно-термічних печей №2															

ЗМ

Продовження табл..6.3.																
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	
Ділянка нейтралізації																
силова	6	1	-	8	18	8	0,75	0,80	0,75	14	10	5	1,25	17	11	20
освітлювальна										8				5	0	
Всього										21				22	11	24
Ділянка хлорування та ректифікації																
силова	6	2	-	5	27	3	0,60	0,70	1,02	16	17	6	1,39	23	18	29
освітлювальна										5				3	0	
Всього										21				25	18	31
Склад готової продукції																
силова	4	5	-	10	35	2	0,70	0,90	0,48	25	12	4	1,36	33	13	36
освітлювальна										14				9	0	
Всього										39				42	13	44
Медпункт																
силова	7	1	-	15	50	15	0,70	1,00	0,00	35	0	7	1,25	44	0	44
освітлювальна										26				24	11	
Всього										61				67	11	68
Будівля з резервуарами технічної води																
силова	7	7	-	10	67	1	0,30	0,70	1,02	20	21	7	1,76	35	23	42
освітлювальна										10				11	14	
Всього										30				46	37	59
Всього по ТП№3,4,5																
силова	134	1	-	75	6305	75	0,64	0,79	0,77	4 008	3 100	134	1,06	4 238	3 100	5 251
освітлювальна														139	99	
БК 0,4 кВ																
Всього на шинах 0,4 кВ ТП3,4,5																
													4 376	199	4 381	

Продовження табл.6.3.

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16
Втрати в трансформаторах															
6															
1000													54	260	
Всього на шинах 10 кВ ТПЗ,4,5													4 430	459	4 454
ТП№6															
Корпус допоміжних цехів															
силова	27	5	- 100	625	20	0,30	0,70	1,02	188	191	13	1,53	287	191	345
освітлювальна									13				14	7	
Всього									201				301	198	361
Компресорна															
силова	6	20	- 50	420	3	0,60	0,80	0,75	252	189	6	1,39	350	208	407
освітлювальна									3				3	1	
Всього									255				353	209	411
Насосна протипож.станція															
силова	5	20	- 90	480	5	0,60	0,75	0,88	288	254	5	1,44	415	279	500
освітлювальна									3				2	0	
Всього									291				418	279	502
Конструкторський цех															
силова	10	10	- 30	295	3	0,50	0,95	0,33	148	48	10	1,37	202	53	209
освітлювальна									9				10	5	
Всього									156				212	58	220
Цех виробництва деаерованої води															
силова	16	12	- 70	487	6	0,20	0,70	1,02	97	99	14	1,67	162	99	190
освітлювальна									38				38	19	
Всього									135				201	118	233

Продовження табл.6.3.

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16
Центр сертифікаційних випробувань															

ЗМ		

Продовження табл.6.3.

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16
АД 10 кВ (в компресорній)	6	600	600	3600		0,70	0,90	0,48	2 520	1 220	6	1,27	3 201	1 343	3 471
Всього на шинах 10кВ													20 092	8 978	22 006
БК 10 кВ														-6000	
Всього на шинах 10кВ з урахуванням БК													20 092	2 978	22 006

tgφ = 0,15

7. ТРАНСФОРМАТОРНІ ПІДСТАНЦІЇ

7.1. Вибір кількості та потужності трансформаторів цехових трансформаторних підстанцій

Детальніше визначення необхідної потужності ТР цехової ТП №1,2.

Визначаємо доцільну потужність ТР:

$$S_{TP} = \frac{S_p}{K_z \cdot (n-1)} = \frac{2980}{1,4 \cdot 3} = 709,5 \text{ кВА.}$$

Відповідно ТР з найближчим значенням потужності ТМ - 1000.

Коефіцієнт завантаження для роботи у нормальному режимі:

$$K_z = \frac{S_p}{n \cdot S_{TP}} = \frac{2980}{4 \cdot 1000} = 0,745.$$

За тією ж методикою виконуємо розрахунки для інших ТП. Результати розрахунків та перевірки зведено до таблиці 7.1.

						Арк.

Таблиця 7.1. Визначення потужності, місця розташування та перевірка цехових ТП

№ ТП	Кількість	S_p , кВА	марка	K_3	$S_{н.тр} = S_p / K_1$	$S_{н.тр} = S_p / K_2$	Тип КТП
1	2	2980,24	ТМ-1000-10/0,4	0,75	2759	2129	Вбудована
2	2	2980,24	ТМ-1000-10/0,4	0,75	2759	2129	Вбудована
3	2	4380,86	ТМ-1000-10/0,4	0,73	4056	3129	Вбудована
4	2	4380,86	ТМ-1000-10/0,4	0,73	4056	3129	Вбудована
5	2	4380,86	ТМ-1000-10/0,4	0,73	4056	3129	Вбудована
6	2	1529,76	ТМ-1000-10/0,4	0,76	1416	1093	Вбудована
1	2	2980,24	ТМ-1000-10/0,4	0,75	2759	2129	Вбудована

8. РОЗРАХУНОК СТРУМІВ КОРОТКИХ ЗАМИКАНЬ І ВИБІР ОБЛАДНАННЯ ЕЛЕКТРОУСТАНОВОК ТА СИЛОВИХ МЕРЕЖ СИСТЕМИ ЕЛЕКТРОПОСТАЧАННЯ

8.1. Розрахунок струмів короткого замикання (КЗ)

Згідно з розрахунковою схемою на рис.8.1 та відповідною їй схемою заміщення на рис. 8.2 виконуємо розрахунки струмів КЗ.

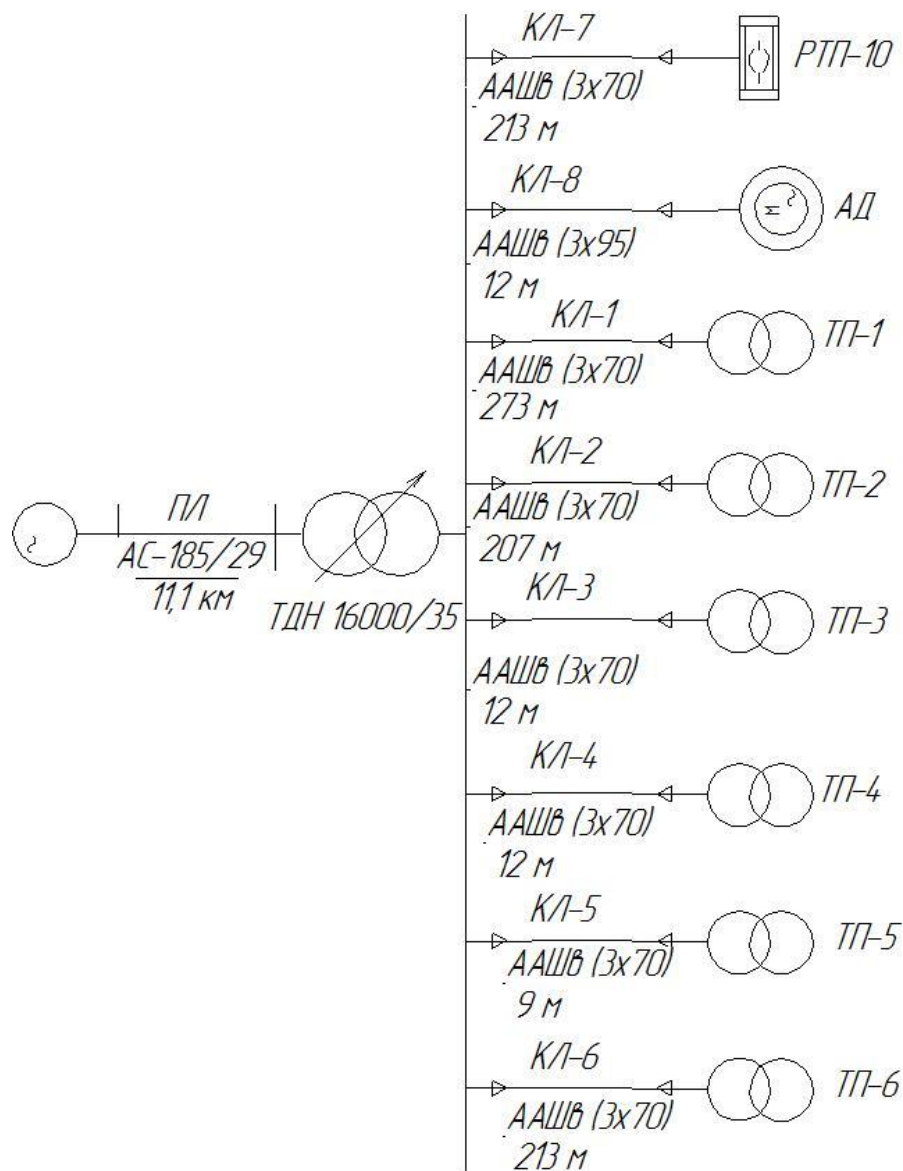


Рисунок 8.1. Розрахункова схема

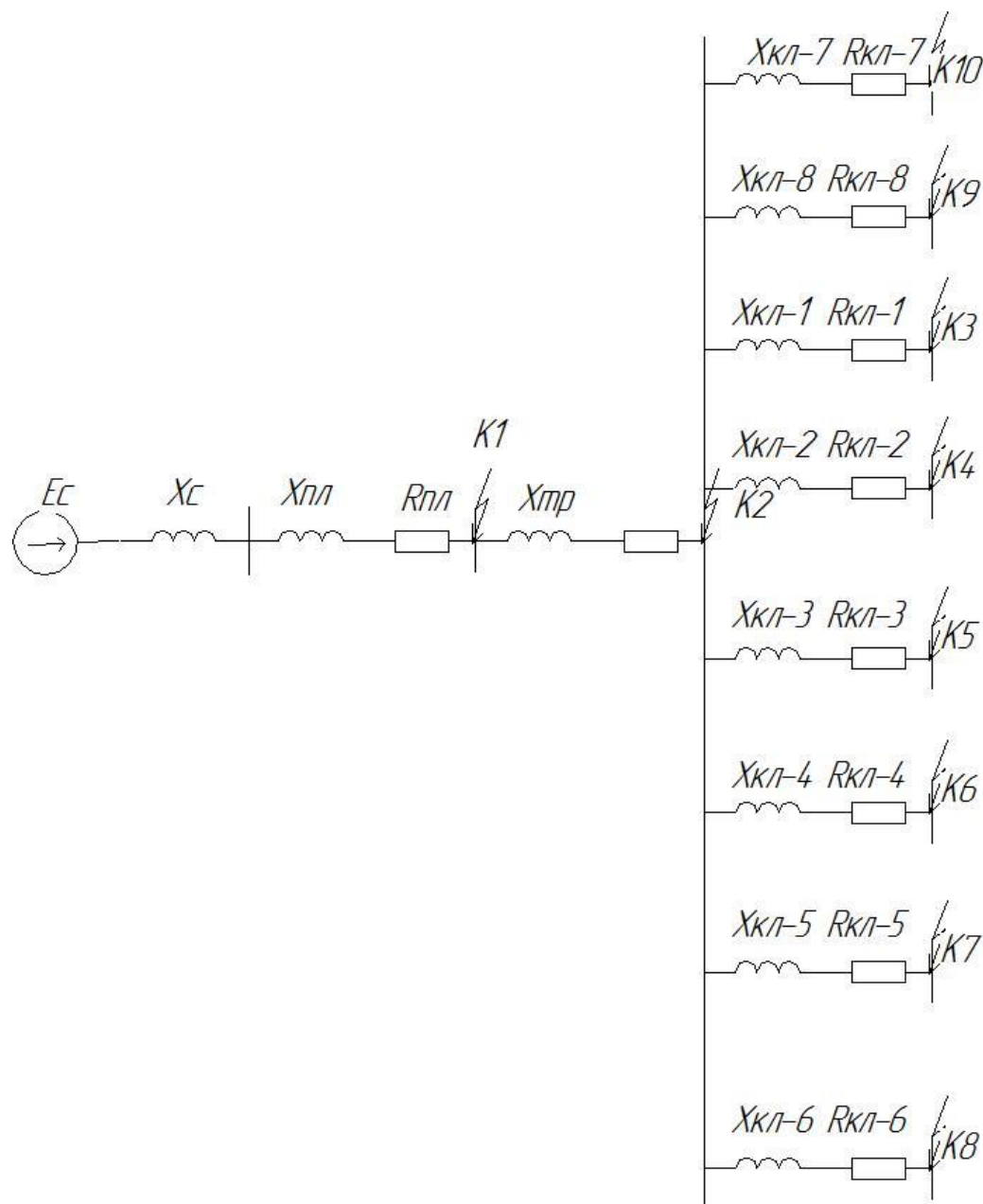


Рисунок 8.2. Схема заміщення

Оопори елементів схеми:

1. Опір системи необмеженої потужності: $x_c = 0$.

2. Опори ПЛ 35 кВ АС-185:

$$X_{\pi} = x_0 l = 4,76 \text{ Ом},$$

$$R_{\pi} = r_0 l = 1,09 \text{ Ом}.$$

3. Опір трансформатора:

$$X_{mp} = \frac{U_{\kappa\%}}{100} \cdot \frac{U_H^2}{S_H} = 0,69 \text{ Ом.}$$

$$R_{mp} = \Delta P_{K3} \cdot \frac{U_H^2}{S_H} = 0,037 \text{ Ом}$$

4. Опір до т. К1:

$$x_{\kappa1} = x_c + x_{nl} = 0 + 1,59 = 1,59 \text{ Ом,}$$

$$r_{\kappa1} = r_{nl} = 0,36 \text{ Ом,}$$

$$z_{\kappa1} = \sqrt{x_{\kappa1}^2 + r_{\kappa1}^2} = \sqrt{1,59^2 + 0,36^2} = 1,63 \text{ Ом.}$$

5. Значення надперехідного струму:

$$I_{\kappa1}'' = \frac{U_H}{\sqrt{3}Z_{\kappa1}} = \frac{35}{\sqrt{3} \cdot 1,63} = 13,03 \text{ кА;}$$

6. Тривалість затухання аперіодичної складової струму КЗ:

$$T_{a1} = \frac{x_{\kappa1}}{\omega \cdot r_{\kappa1}} = \frac{1,59}{314 \cdot 0,36} = 0,014.$$

7. Значення ударного струму в т. К1:

$$i_{y\partial1} = \sqrt{2} \cdot I_{\kappa1}'' \cdot K_{y\partial1} = \sqrt{2} \cdot 13,3 \cdot (1 + e^{-\frac{0,01}{0,014}}) = 27,42 \text{ кА.}$$

Визначення струмів КЗ на стороні 10 кВ ТП передбачає наявність інформації щодо опорів КЛ від ГПП до ТП. Тому, доцільно виконати попередній вибір перерізу КЛ, результати котрого наведено у таблиці 8.1.

Для прикладу проводимо розрахунок струмів кз до ТП №1, яка живиться від ГЗП КЛ марки ААШв (3*70) з довжиною 273 м.

Розраховуємо значення активного та індуктивного опорів для КЛ № 1:

$$R_{кл} = l \cdot r_0 = 0,089 \cdot 273 = 0,023 \text{ Ом;}$$

$$X_{кл} = l \cdot x_0 = 0,443 \cdot 273 = 0,013 \text{ Ом.}$$

Опір до шин 10 кВ ТП1:

$$X_{K2} = X_{KЛ2} + (X_{K1} + X_{TP}) \cdot \frac{U_{HH}^2}{U_{BH}^2} = 0,023 + (1,59 + 0,69) \cdot \frac{10,5^2}{37^2} = 0,84 \text{ Ом}$$

$$r_{K2} = r_{KЛ2} + (r_{K1} + r_{TP}) \cdot \frac{U_{HH}^2}{U_{BH}^2} = 0,013 + (0,36 + 0,037) \cdot \frac{10,5^2}{37^2} = 0,187 \text{ Ом}$$

Розраховуємо відповідно повний опір:

$$Z_{KЛ} = \sqrt{x_K^2 + r_K^2} = \sqrt{0,84^2 + 0,187^2} = 0,861 \text{ Ом}$$

$$\text{Значення струму к.з. } I_K = \frac{U_H}{\sqrt{3} \cdot Z} = \frac{10,5}{\sqrt{3} \cdot 0,861} = 7,04 \text{ кА}$$

$$\text{Значення ударного струму } i_y = K_y \cdot \sqrt{2} \cdot I_K = 1,5 \cdot \sqrt{2} \cdot 7,04 = 14,91 \text{ кА}$$

За цим же принципом розраховуємо струми до всіх ТП та до двигунів, печей. Результати розрахунків зводимо до таблиці 8.2.

Таблиця 8.1. Попередній вибір КЛ 10 кВ

КЛ № з/п	Sp, кВА	Ip, А	Ip.ав, А	Марка кабеля	Ідоп, А
1	745,06	20,5	41,0	ААШВ-(3*70)	205
2	745,06	20,5	41,0	ААШВ-(3*70)	205
3	730,14	20,1	40,1	ААШВ-(3*70)	205
4	730,14	20,1	40,1	ААШВ-(3*70)	205
5	730,14	20,1	40,1	ААШВ-(3*70)	205
6	764,88	21,0	42,1	ААШВ-(3*70)	205
7	578	15,9	31,8	ААШВ-(3*70)	205
8	1 713	49,5	98,9	ААШВ-(3*95)	310

Таблиця 8.2. Результати розрахунку струмів КЗ

№ точки КЗ	Позиція	Xсум	Rсум	Zсум	Ta,с	Kуд	I'',кА	Iуд, кА
1	2	3	4	5	6	7	8	9
1	до ГЗП	1,088	4,762	4,885	0,014	1,49	4,34	9,14
2	після ГЗП	0,124	1,073	1,080	0,027	1,69	5,61	13,46
3	ГЗП - ТП 1	0,187	0,840	0,861	0,014	1,50	7,04	14,91

Продовження табл.8.2

1	2	3	4	5	6	7	8	9
4	ГЗП - ТП 2	0,158	0,835	0,850	0,017	1,55	7,14	15,67
5	ГЗП - ТП 3	0,071	0,818	0,821	0,037	1,76	7,38	18,38
6	ГЗП - ТП 4	0,071	0,818	0,821	0,037	1,76	7,38	18,38
7	ГЗП - ТП 5	0,106	0,825	0,832	0,025	1,67	7,29	17,20
8	ГЗП - ТП 6	0,160	0,835	0,851	0,017	1,55	7,13	15,59
9	ГЗП - АД	0,160	0,835	0,851	0,017	1,55	7,13	15,59
10	ГЗП - РТП	0,070	0,818	0,821	0,037	1,76	7,38	18,43
11	до ГЗП	1,088	4,762	4,885	0,014	1,49	4,34	9,14

8.2. Вибір струмопровідних пристроїв силових мереж

Детально розглянемо вибір КЛ до ТП №1.

Значення потужності на ТП №1:

$$S_p = 745,06 \text{ кВА.}$$

Значення струму:

$$I_p = \frac{S_p}{n\sqrt{3}U_n} = \frac{745,06}{2 \cdot \sqrt{3} \cdot 10,5} = 20,9 \text{ А.}$$

Відповідно під час аварійного режиму:

$$I_{p.ав} = 2 \cdot I_p = 2 \cdot 20,9 = 41,8 \text{ А.}$$

Перетин з врахуванням економічної щільності:

$$F_{ек} = \frac{I_p}{j_{ек}} = \frac{41,8}{1,2} = 34,83 \text{ мм}^2.$$

Значення мінімального перерізу КЛ з врахуванням термічної стійкості:

$$F_{тер} = \frac{\sqrt{B_{\kappa}}}{C} = \frac{\sqrt{27,611 \cdot 10^6}}{94} = 55,9 \text{ мм}^2$$

Отже, обираємо КЛ - ААШВ – 10 (3 х 70).

Обовязково перевіряємо КЛ за умовою допустимого струму навантаження та роботи під час аварійного режиму:

$$I_p = 20,9 \text{ A} < K_n I_{\text{дон}} = 184,5 \text{ A.}$$

$$I_{p,ав} = 76,9 \text{ A} < K_{an} K_n' I_{\text{дон}} = 1,3 \cdot 0,9 \cdot 205 = 239 \text{ A.}$$

За цією ж методикою обираємо всі КЛ, а відповідні результати розрахунку наведені подамо у підсумковій таблиці 8.3.

Таблиця 8.3 Вибір високовольтних КЛ

Позиція	№ КЛ	S_p	$I_p = S_p / (n \cdot \sqrt{3} \cdot U_n)$	$I_{ав} = 2 \cdot I_p$	K_n'	$F_{ек} = I_p / j_{ек}$	B_k
ГПП - ТП 1	1	745,06	20,5	41,0	0,9	17,07	27,611
ГПП - ТП 2	2	745,06	20,5	41,0	0,9	17,07	28,361
ГПП - ТП 3	3	730,14	20,1	40,1	0,9	16,73	30,359
ГПП - ТП 4	4	730,14	20,1	40,1	0,9	16,73	30,359
ГПП - ТП 5	5	730,14	20,1	40,1	0,9	16,73	29,606
ГПП - ТП 6	6	764,88	21,0	42,1	0,9	17,52	28,294
ГПП - АД	7	578	15,9	31,8	0,8	13,25	28,294
ГПП - РТП	8	1 713	49,5	98,9	0,9	41,21	30,370

Продовження таблиці 8.3

Позиція	$F_{мер} = \sqrt{B_k} / C$	$I_{дон}$	$I_{ав} < K_{ав} \cdot K_n \cdot I_{дон}$	T_{un}
ГПП - ТП 1	55,90	205	76,9 < 239	ААШВ-(3*70)
ГПП - ТП 2	56,65	205	76,9 < 239	ААШВ-(3*70)
ГПП - ТП 3	58,62	205	79,6 < 239	ААШВ-(3*70)
ГПП - ТП 4	58,62	205	79,6 < 239	ААШВ-(3*70)
ГПП - ТП 5	57,88	205	79,6 < 239	ААШВ-(3*70)
ГПП - ТП 6	56,59	205	76,9 < 239	ААШВ-(3*70)
ГПП - АД	56,59	205	31,8 < 213	ААШВ-(3*70)
ГПП - РТП	58,63	310	223 < 239	ААШВ-(3*95)

8.3. Вибір електрообладнання

Вибір всіх типів електрообладнання наведено у табл.8.4 – 8.8.
Зокрема, вибір параметрів вимикачів 35 кВ наведено в табл.8.4.

Таблиця 8.4. Вибір параметрів вимикачів 35 кВ

Параметр	Умови вибору	Розрахунок
Номінальна напруга	$U_{уст} \leq U_{ном}$	$35 \text{ кВ} = 35 \text{ кВ}$
Довготривалий номінальний струм	$I_{роб.форс} \leq I_{ном}$	$484 \text{ А} < 1000 \text{ А}$
Номінальний струм динамічної стійкості:	$I'' \leq I_{дин.ст}$	$13.03 \text{ кА} < 52 \text{ кА}$
- симетричний (ефективне значення);		
- асиметричний (максимальне значення);	$i_y \leq \sqrt{2} \cdot 1.8 I_{дин.ст}$	$27.42 \text{ кА} < (\sqrt{2} \cdot 1.8 \cdot 52) \text{ кА}$ $27.42 \text{ кА} < 132.37 \text{ кА}$
Номінальний струм відключення:	$I_{нт} \leq I_{відкл}$	$13.03 \text{ кА} < 20 \text{ кА}$
- симетричний;		
- асиметричний;	$i_{ат} \leq \sqrt{2} \cdot \beta_{ном} \cdot I_{відкл}$	$18.55 \text{ кА} < (\sqrt{2} \cdot 0.35 \cdot 20) \text{ кА}$ $18.55 \text{ кА} < 19.8 \text{ кА}$
Номінальний тепловий імпульс	$B_k \leq I_{тн}^2 \cdot t_{тн}$	$27.17 < 1200$

Таблиця 8.5. Вибір секційного вимикача

Умови вибору	Розрахункові дані	Паспортні дані
$U_{уст} \leq U_{ном}$	$U_{уст} = 10,5 \text{ кВ}$	$U_{ном} = 11 \text{ кВ}$
$I_{роб.мах} \leq I_{ном}$	$I_{роб.мах} = 723,47 \text{ А}$	$I_{ном} = 1000 \text{ А}$
$I_{п\tau} \leq I_{відклном}$	$I_{п\tau} = 7,4 \text{ кА}$	$I_{відклном} = 52 \text{ кА}$
$\sqrt{2} \cdot I_{п\tau} + i_{a\tau} \leq \sqrt{2} \cdot (1 + \beta_{ном}) \cdot I_{відкл}$	18,58 кА	132,37 кА
$I'' \leq I_{дин.ст}$	$I'' = 7,4 \text{ кА}$	$I_{дин.ст} = 20 \text{ кА}$
$i_{y\delta} \leq i_{дин.ст}$	$i_{y\delta} = 13,28 \text{ кА}$	$i_{дин.ст} = 16,97 \text{ кА}$
$B_{\kappa} \leq I_{тн}^2 \cdot t_{тн}$	$B_{\kappa} = 32,7 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$I_{тн}^2 \cdot t_{тн} = 1200 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$

Отже, встановлюємо вимикач типу ВР-10-20/1000ТЗ.

Таблиця 8.6. Вибір вимикачів низької напруги

Умови вибору	Розрахункові дані	Паспортні дані
$U_{уст} \leq U_{ном}$	$U_{уст} = 10,5 \text{ кВ}$	$U_{ном} = 11 \text{ кВ}$
$I_{роб.мах} \leq I_{ном}$	$I_{роб.мах} = 1446,95 \text{ А}$	$I_{ном} = 1600 \text{ А}$
$I_{п\tau} \leq I_{відклном}$	$I_{п\tau} = 7,4 \text{ кА}$	$I_{відклном} = 80 \text{ кА}$
$\sqrt{2} \cdot I_{п\tau} + i_{a\tau} \leq \sqrt{2} \cdot (1 + \beta_{ном}) \cdot I_{відкл}$	$\sqrt{2} \cdot I_{п\tau} + i_{a\tau} = 18,58 \text{ кА}$	$\sqrt{2} \cdot (1 + \beta_{ном}) \cdot I_{відкл} = 203,65 \text{ кА}$
$I'' \leq I_{дин.ст}$	$I'' = 7,397 \text{ кА}$	$I_{дин.ст} = 31,5 \text{ кА}$
$i_{y\delta} \leq i_{дин.ст}$	$i_{y\delta} = 12,76 \text{ кА}$	$i_{дин.ст} = 28,96 \text{ кА}$
$B_{\kappa} \leq I_{тн}^2 \cdot t_{тн}$	$B_{\kappa} = 32,7 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$I_{тн}^2 \cdot t_{тн} = 2976,8 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$

Отже, обираємо для встановлення ВР-10-31,5/1600 ТЗ.

Вибір роз'єднувачів

На стороні ВН ГЗП обираємо роз'єднувачі типу РДЗ 35/1000 УЗ. Дані по вибору та перевірки наведені в таблиці 8.7.

Таблиця 8.7. Вибір роз'єднувачів на стороні 35 кВ

Параметри мережі	Розрахункові формули	Параметри вимикача
35 кВ	$U_{уст} \leq U_{ном}$	35 кВ
484,23 А	$I_{роб.мах} \leq I_{ном}$	1000 А
27,42 кА	$i_{уд} \leq i_{дин.ст}$	21 кА
21,171 кА ² · с	$B_k \leq I_{тн}^2 \cdot t_{тн}$	2500 кА ² · с

Вибір розрядників

Встановлення розрядників необхідне на введеннях до силових трансформаторів, підключених до ПЛ.

Обираємо до встановлення вентильний розрядник типу РВС-35У1.

На стороні 10 кВ обираємо розрядник типу РВО-10У1 з номінальними параметрами $U_{ном} = 10$ кВ, $U_{наиб} = 12,7$ кВ. Для значення $f = 50$ Гц 26 кВ $< U_{проб} < 30,5$ кВ, $t = 8$ мкс, $I = 3000$ А.

Обмежувачів перенапруги під'єднують до контуру заземлення підстанції.

Приймаємо на напругу 35 кВ ОПН-35/420/40,5-3-УХЛ1

Вибір потужності споживачів власних потреб подамо у вигляді табл. 8.8.

Таблиця 8.8. Розрахунок потужності споживачів ВП

№ з/п	Споживачі	$P_{вст}$	Кількість, шт	P_{Σ}	$\cos \varphi$	$tg \varphi$	P	Q
1	2	3	4	5	6	7	8	9
1	Електродвигуни обдуву ТР	7	4	28	0,8	0,75	28	21
2	Пристрої підігрівання вимикачів 35 кВ	1,15	3	3,45	0,97	0,25	3,45	0,86
3	Пристрої підігрівання комірок КРП	1,15	30	34,5	0,97	0,25	34,5	8,65

1	2	3	4	5	6	7	8	9
4	Система опалення та освітлення приміщення для оперативного персоналу	5,5	3	16,5	0,97	0,25	16,5	4,14
5	Система зовнішнього освітлення	4,5	4	18	0,97	0,25	18	4,51
	Всього						100	39,2

Загальне навантаження ВП: $S_{ВП} = \sqrt{P^2 + Q^2} = 108 \text{ кВА}$

З врахуванням коефіцієнту попиту $k_c = 0.8$:

$$S_p = k_c \cdot S_{ВП\max} = 0,8 \cdot 108 = 86.25 \text{ кВт}$$

Тому, обираємо до встановлення ТР ВП типу ТМ-63/10 з перевіркою коефіцієнта завантаження:

$$K_3 = \frac{S_p}{n \cdot S_{ном}} = \frac{86.25}{2 \cdot 63} = 0,68.$$

9. ДОСЛІДЖЕННЯ МОЖЛИВОСТЕЙ ВПРОВАДЖЕННЯ ТЕХНОЛОГІЧНИХ СХЕМ РЕКУПЕРАЦІЇ ВІДХІДНИХ ГАЗІВ ОБЛАДНАННЯ РУДНО-ТЕРМІЧНОГО ЦЕХУ

9.1. Термографічне обстеження стану елементів промислової печі

Виконання термографічного обстеження виконувалось із використанням тепловізора FLIR E6, зовнішній вигляд якого наведено на рис.9.1.



Рисунок 9.1. Тепловізор FLIR E6

Тепловізор, також відомий як інфрачервона камера або термовізор, є пристроєм, який використовує інфрачервоне випромінювання для створення зображення теплового випромінювання об'єктів. Він може виявляти і відображати теплову енергію, яка виділяється об'єктами навколо нас.

Тепловізори працюють на основі детекторів інфрачервоного випромінювання, які реагують на теплову енергію об'єктів і перетворюють її в електричні сигнали, котрі відповідно обробляються і перетворюються в зображення, яке й відображає теплові сигнали різних об'єктів.

Основне призначення тепловізорів полягає в детектуванні і візуалізації теплових різниць між об'єктами та їхнім оточенням. Вони можуть

реєструвати і показувати різні рівні теплової енергії у вигляді кольорових або чорно-білих зображень, де власне кольори чи відтінки відображають різні температури.

Аналізування поточного стану печі з використанням термографічної зйомки, зокрема місць втрат тепла зображено у вигляді термограм на рисунках 9.2-9.4.

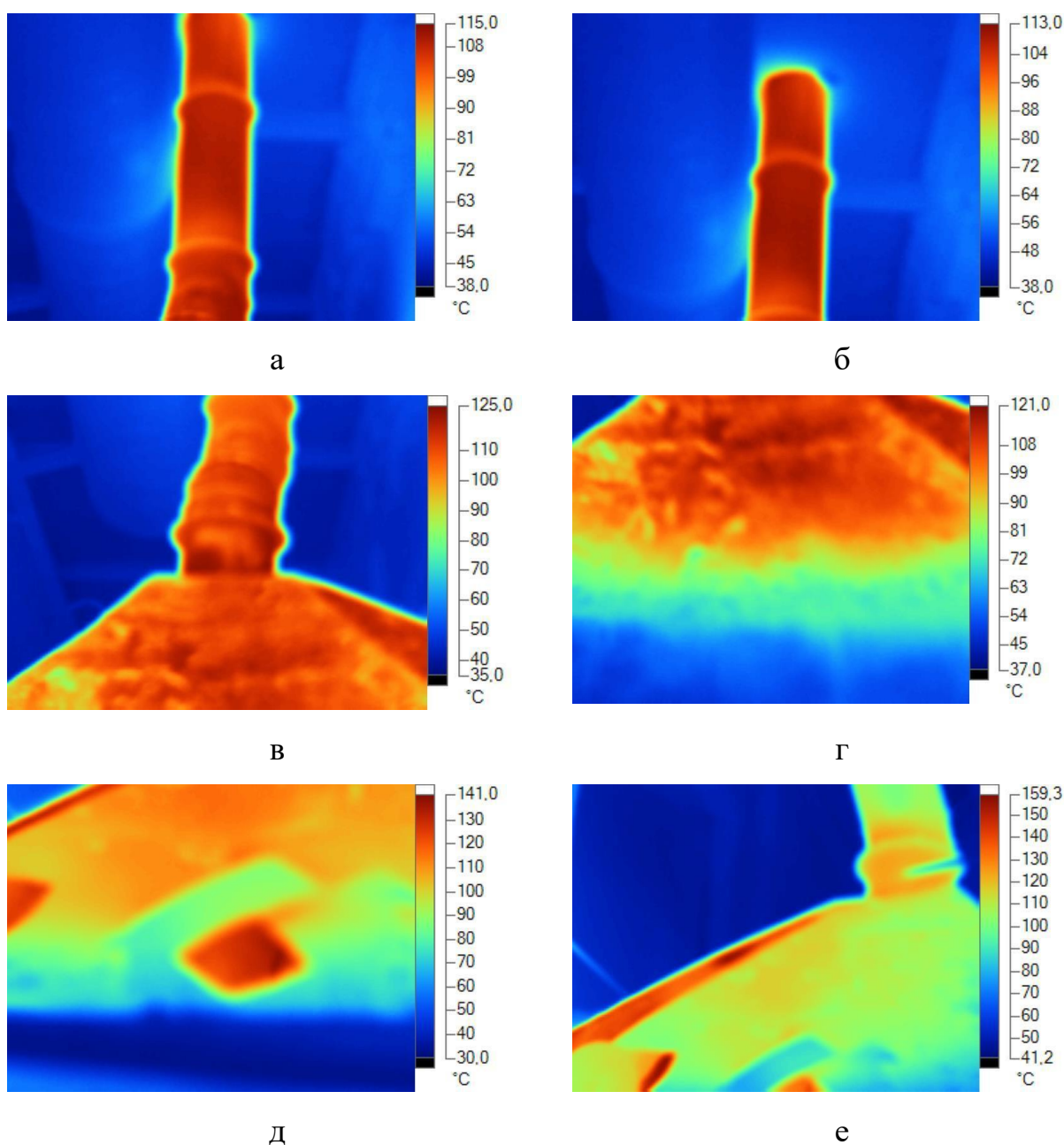
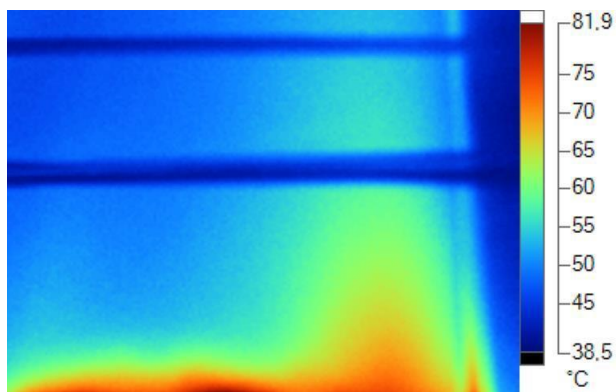


Рисунок 9.2. Термограма елементів промислової печі

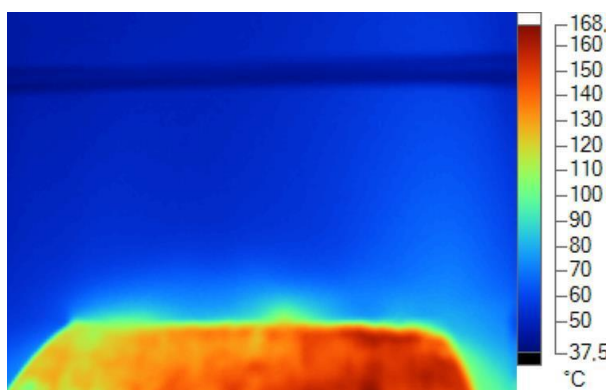
Відповідно до отриманих термограм підтверджуємо свої припущення, що найбільші втрати тепла відбуваються через отвори, зокрема у верхній зоні печі та власне тіло самої печі, особливо за наявності дефектів.



а



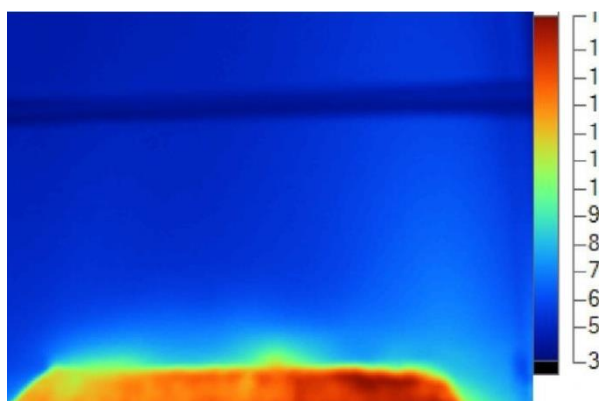
б



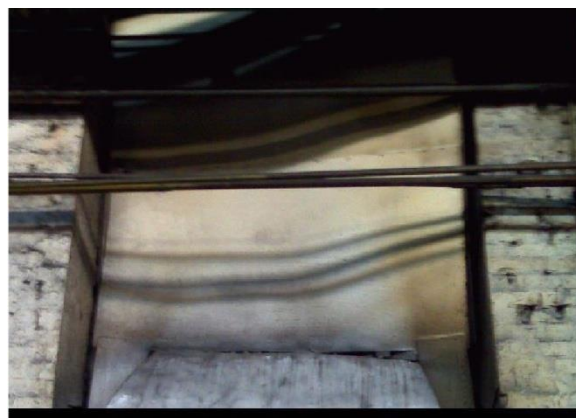
в



г

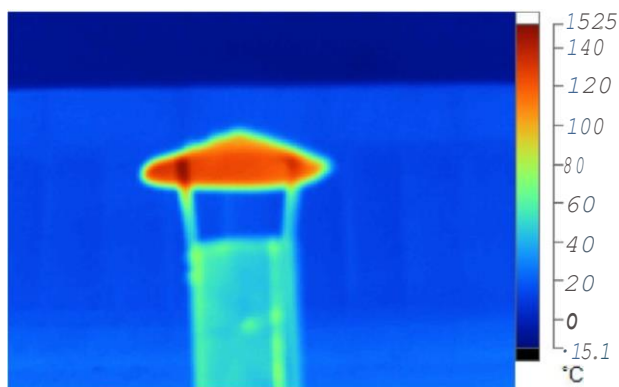


д

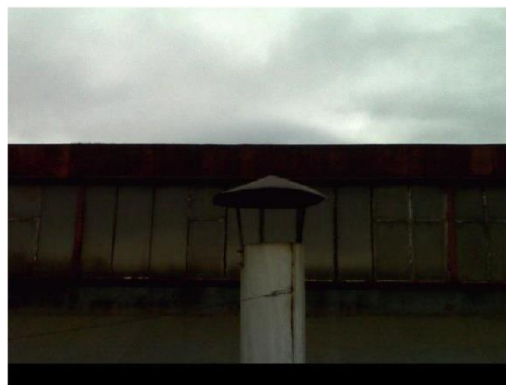


е

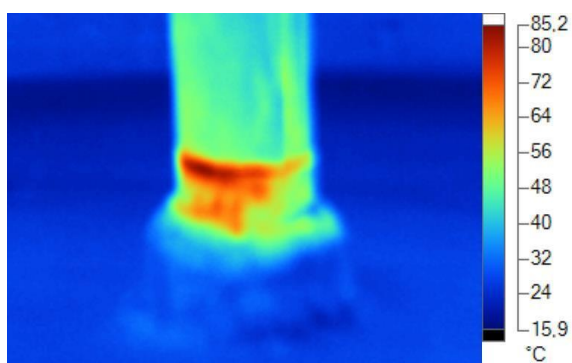
Рисунок 9.3. Термограма елементів промислової печі (продовження)



а



б



в



г

Рисунок 9.4. Термограма димової труби.

Відповідно до термограм на рис.9.4. видно, що переважна частина тепловтрат характерна місцям із порушення конструкції труби вихідних газів.

9.2. Огляд типів рекуператорів для промислових печей

Одним з найбільших енергоспоживачів в країні є термічні печі промислових підприємств. Зазвичай, вони мають занижений коефіцієнт корисної дії, що іноді навіть не перевищує значень 20-30%. Це обумовлено значними втратами тепла з відходами продуктів горіння, що сягають близько 50-60% від загальної кількості виробленої енергії. Одним з ефективних способів підвищення рівня ефективності теплових технологій обладнання є

використання тепла, що виокремлюється від продуктів згорання відходів у якості вторинних енергоресурсів для енергетичних цілей.

Промислові печі - це установки, що використовуються для нагрівання органічних матеріалів при високих температурах. У цих теплових агрегатах температура нагріву металу становить від 800 до 1000 °С (за винятком відпускних печей), а температура димових газів в робочому просторі зазвичай не перевищує 850-1100 °С. У нагрівальних печах, які використовуються перед прокаткою, куванням або штампуванням, кінцева температура нагрівання металу коливається в межах від 1100 до 1250 °С, а температура димових газів у просторі печей становить від 1200 до 1450 °С. У печах камерного типу температура димових газів наближається до кінцевої температури нагрівання металу. У випадку, коли димові гази охолоджуються при зустрічі з нагріваним металом, температура димових газів зазвичай трохи нижча і становить приблизно 500-700 °С для термічних прохідних печей і близько 700-1100 °С для нагрівальних методичних печей. Основне технологічне призначення нагрівальних печей - нагрівання металу для його подальшої оброблення тиском. Для нормальної роботи печі з температурою нагріву 1150-1250 °С різниця між кінцевою температурою металевих нагріву і температурою у робочому просторі власне печі становить орієнтовно 100-150 °С, а в швидкісних печах опалення навіть 250-300 °С. Температуру в робочій печі, що дорівнює 1400-1500 °С, можна отримати, спалюючи природний газ тільки в тому випадку, якщо повітря нагрівається, яке використовується на стані верби, до 300-400 °С.

Рекуператор - це пристрій для обміну теплом між двома газами через металеву або керамічну стінку при постійному тепловому режимі. Головними вимогами до рекуператорів є максимальне використання енергії димових газів, конструктивна компактність, ефективна передача тепла, низький гідравлічний опір та надійна герметичність. Металеві рекуператори мають деякі недоліки, такі як обмежена стійкість при високих температурах, скорочений термін експлуатації порівняно з керамічними рекуператорами і

нижча температурна межа для підігріву повітря. Рекуператори з нелегованого металу можуть підігрівати повітря і газ до 300-350 °С, тоді як рекуператори з жаростійких сплавів досягають 600-800 °С. Температура нагріву обмежується межами стійкості сталі і кераміки перед руйнуванням. Керамічні рекуператори виготовляються з матеріалів, таких як шамот або карборунд. Ефективне використання керамічних рекуператорів досягається при температурах від 1300 до 1400 °С. При виборі матеріалу для рекуператора, крім температури, враховуються інші фактори, пов'язані з конструкцією та експлуатацією, такі як компактність і газонепроникність.

До переважаючих типів рекуперативних установок належать: кожухотрубні, «труба в трубі», спіральні та пластинчасті обмінники тепла. Під час експлуатації кожухотрубних теплообмінних апаратів можна використовувати будь-яку комбінацію теплоносіїв: газ-газ, рідина-рідина, газ-рідина.

Спільною характеристикою всіх кожухотрубних теплообмінних апаратів є велика кількість труб (трубний пучок) та загальний кожух (корпус), який охоплює трубний пучок. Основними перевагами кожухотрубного теплообмінника є його стійкість до гідроударів у системі, можливість працювати з забрудненими середовищами та висока міцність. Їх основні недоліки - низький коефіцієнт теплопередачі, що призводить до вимішеного збільшення розмірів та площі, а також значна вартість, обумовлена кількістю металу. У той же час «труба в трубі» мають дві труби, розташовані концентрично, між якими переміщуються теплоносії.

Рекуператори типу кожухотрубних (див. рисунок 9.6) використовуються для нагрівання повітря при температурі нижче 900 °С продуктів згоряння. У таких рекуператорах продукти згоряння проходять через пучок труб, а повітря переміщується в просторі між трубами. Труби розташовані у трьох рядах, розташованих по концентричних колах, вони закріплені на трубних дошках і поміщені у циліндричний кожух. Повітря надходить до верхнього колектора, обтікає труби і виходить через нижній

колектор. В проточному напрямку повітря встановлені перегородки, які забезпечують контрнапрямний потік повітря.

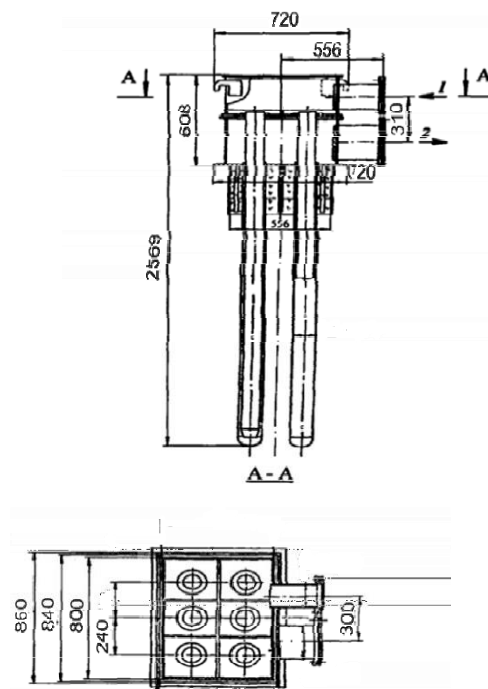


Рисунок 9.5.Металевий рекуператор типу «Труба в трубі» із 6-ма трубами

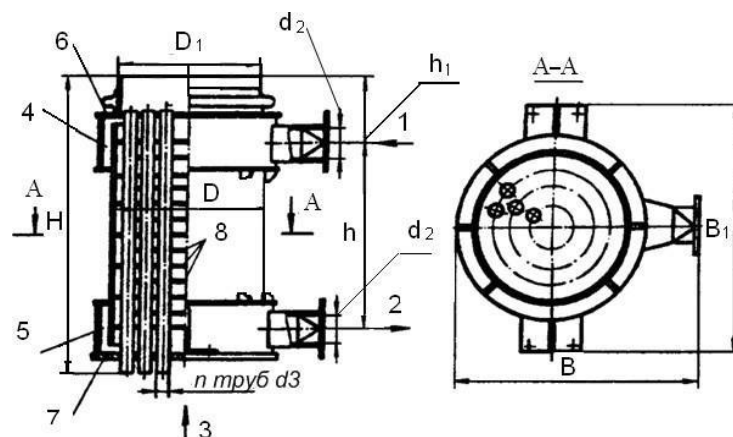


Рисунок 9.6. Кожухотрубний рекуператор: 1 - підведення холодного повітря; 2 - відведення гарячого повітря; 3 - підводи продуктів згоряння; 4,5 - колектори холодного та гарячого повітря; 6, 7 - верхня та нижня трубні дошки; 8 - перегородки

Недоліками цих рекуператорів є висока металоємність, обмежена компактність власне самої конструкції та складність доступу для механічного очищення зазору між трубами. Теплообмінники спіральні (змієвикові) мають плоскі або зігнуті змійовики, які занурені в ємність з нагрівальною рідиною. Вони досить широко можуть бути використані для промислових об'єктів, зокрема для схем утилізації вторинних енергоресурсів. Зазвичай нагрівання здійснюється за рахунок конденсації пари в трубах або ж за рахунок гарячої води. Основною перевагою таких теплообмінників є відносна простота без певних додаткових конструкційних особливостей, а недоліками є низька інтенсивність теплообміну, для компенсації якої використовуються різноманітні змішувальні пристрої в ємності з рідиною. Для пластинчастих теплообмінників поверхня теплообміну формується зазвичай за допомогою пакета гофрованих пластин, які мають додаткові ущільнювачі по периметру. Теплоносії рухаються в проміжках, що утворені між найближчими пластинами. Комбінація теплоносіїв може бути різною: рідина-рідина, газ-рідина, газ-газ. Основним недоліком є низька герметичність та обмежене значення перепадів тисків між теплоносіями. Регенераторні теплообмінники передають тепло від гарячих відходних газів до нагріваного повітря чи газу з використанням регенеративної насадки у формі решітки з вогнетривкої глини. Тепловий режим регенераторів є періодичним та нестаціонарним, що є основною відмінністю від іншого рекуперативного обладнання.

Принцип роботи регенераторних теплообмінників полягає у тому, що високотемпературні гази проходять через холодний регенератор, де поступово нагрівають решітку, а потім подавання гарячого повітря до регенераторної установки тимчасово припиняється.

Температура вихідного повітря з регенератора спочатку є достатньо високою, а згодом поступово знижується при охолодженні вогнетривкої решітки. Серйозним недоліком такого методу є неможливість підтримувати постійну температуру нагріву повітря та великі розміри устаткування. Отже,

одним з основних критеріїв вибору обладнання для теплоутилізації вторинних енергоресурсів є передбачуваний рівень ефективності та вплив режимних параметрів на основний процес роботи.

Рекуператор є особливо вразливим при циклічній роботі печі, планових та аварійних зупинках, а також при змінах теплового навантаження, що можуть спричинити різкі коливання температури димових газів. Нерівномірне теплове навантаження у часі та по перетину димоходу може скоротити термін служби рекуператора. При конструюванні рекуператорних установок необхідно застосовувати всі заходи для вирівнювання температури димових газів та повітря перед входом до рекуператора. Для цього важливо керуватися тими ж правилами, що використовуються при встановленні контрольно-вимірювальних приладів у трубопроводах і каналах. Рекуператор слід встановлювати якомога подалі від будь-яких місцевих опорних елементів, колін, поворотів і місць з різким перетином, а особливо від запірних органів, таких як засувки, дроселі та шибери.

У більшості випадків на шляху димових газів можна встановити прямий шлях в місці розташування рекуператора, але на шляху повітря часто зустрічаються коліна, дифузори та конфузори неподалік від входу повітря в елементи рекуператора. Для цього необхідно встановлювати напрямні перегородки, лопатки та інші конструкції в повітряних коробках рекуператора, колінах та перед ними.

З врахуванням практичного досвіду було встановлено, що використання напрямних перегородок є дуже ефективним і сприяє усуненню газових кишень, вирівнюванню потоку та значному підвищенню коефіцієнта нерівномірності.

У печах, де рідко виникають і короткочасні підвищення температури димових газів перед рекуператором, використовують додатковий пристрій для включення вентилятора лише при необхідності. У зазначеній схемі вводяться сигнальний гудок або дзвінок, які повідомляють персоналу, що обслуговує піч і рекуператор, про неприпустимі великі зміни температури

Горяче повітря

1 2 3 4 5

Димові гази

При виборі рекуператора необов'язково проводити аналіз характеристик теплоносія (таких як максимальне значення температури димових газів і повітря, коефіцієнт теплопередачі, температурні коливання, запиленість, хімічний склад тощо) та порівнювати переваги та недоліки окремих рекуператорів та економічність їх використання в конкретних умовах експлуатації печі.

9.3. Розроблення схеми утилізації теплоти високотемпературних газів

Опалення приміщень та система ГВП рудно-термічного цеху обладнано котельною, де встановлено двоконтурний водогрійний котел на природному газі типу КСВа-1,0. Значення паспортної витрати газу для котла становить 117,7 м³/год.

У роботі запропоновано наявну систему ГВП та теплопостачання – водогрійний котел, додатковим облаштуванням рекуперативним теплообмінником, що дозволять здійснювати підігрівання води для побутових потреб та системи постачання тепла.

Пропонуємо використати технологічну схему утилізації відхідних високотемпературних газів від печі, зображену на рис. 9.8.

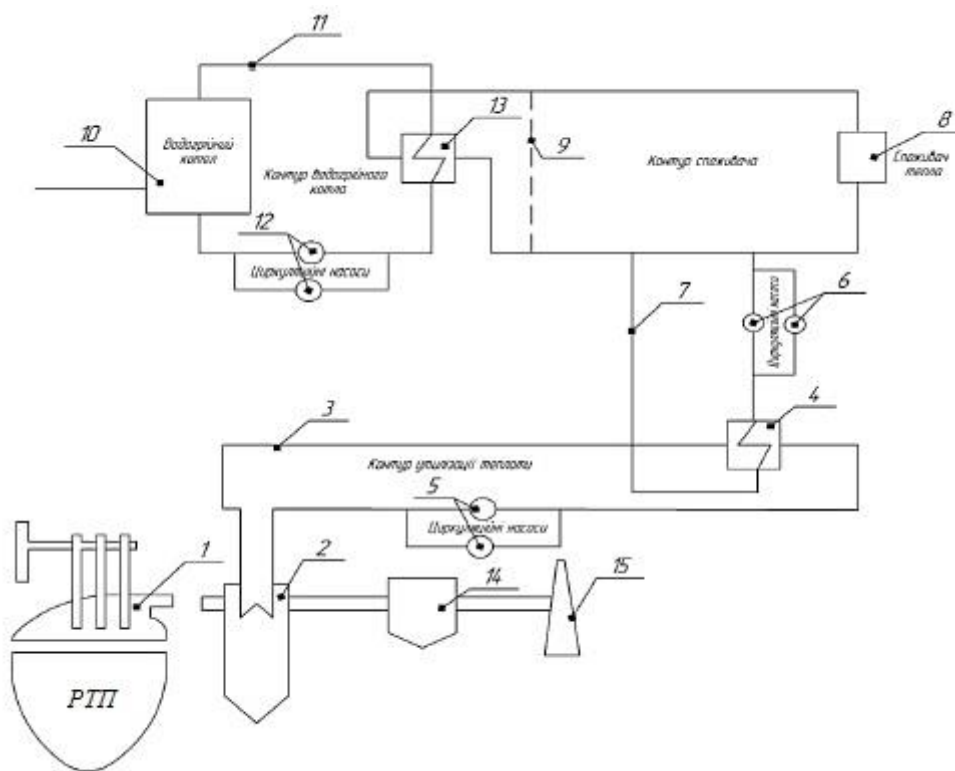


Рисунок 9.8. Схема утилізації відхідних газів від печі (1 – рудно-термічна піч; 2 - обмінники тепла; 3 - тепловий контур використання тепла; 4 - обмінники тепла; 5 - насоси для циркуляції охолодженої води; 6 - насоси для циркуляції гарячого носія тепла; 7 - трубопровід для подачі гарячого носія тепла; 8 - теплові споживачі; 9 - окремий контур; 10 - водонагрівальний

котел; 11 - контур водонагрівального котла; 12 - насоси для циркуляції контуру водонагрівального котла; 13 - обмінник тепла; 14 - засоби для очищення газів; 15 - вихлопна труба.

У схемі використання високотемпературних газів для утилізації, ми маємо три замкнуті кола:

- Утилізаційний контур формується з охолоджувальних елементів печі, трубопроводу для подавання гарячого теплоносія споживачу, рекуперативного обмінника тепла та циркуляційного насоса.
- Контур теплового споживача містить трубопровід для подавання гарячого теплоносія споживачу, циркуляційних насосів та додаткового рекуперативного обмінника тепла.
- У складі контуру водогрійного котла є циркуляційний насос та водогрійний котел.

Завдяки тому, що три контури утилізації теплоти відхідних газів є замкнутими, вони працюють незалежно один від одного, що запобігає зупинці технологічної схеми в разі відмови одного з контурів. Контури мають автоматичну систему управління, яка дозволяє керувати розміром витрати води. Контур споживача та утилізації теплоти додатково обладнані давачами температури для контролювання значення температури теплоносія.

У той же час охолодження відхідних газів відбувається з використанням рекуперативного теплообмінника з газово-водяним теплоносієм, який теплоту газів передає безпосередньо рідкому теплоносію. У свою чергу відхідні гази знижують свою температуру і потім направляються до очисного устаткування для подальшого видалення в атмосферу через димову трубу.

З використанням циркуляційних насосів вода в утилізаційному контурі постачається до теплообмінника, де відповідно їй нагрівається до певної температури внаслідок отриманої теплоті відхідних газів.

Підігріта вода направляєтся через контур подачі гарячого теплоносія і досягає рекуперативного теплообмінника, де вона віддає свою теплоту, що використовується для підігрівання теплоносія в контурі споживача. Охолоджена вода повертається до циркуляційних насосів, тим самим утворюючи замкнутий контур.

Теплоносій у контурі споживача подається циркуляційними насосами на рекуперативний теплообмінник, де його нагріває вода з утилізаційного контуру.

Після теплообмінника підігріта вода постачається до споживачів тепла через розмежувальний контур. У холодний період (осінь-зима) це можуть бути мережі теплопостачання рудно-термічного цеху та водопостачання для господарських потреб, а в теплий період (весна-літо) - лише гаряче водопостачання.

У випадку, якщо температура води в контурі споживача є недостатньою, що виявляється датчиками температури, можлива додаткова підігрів води до бажаного значення температури з використанням водогрійного котла. Для цього у схемі утилізації відхідних газів передбачений додатковий контур, який активується у випадках нестабільної роботи печі: при технологічних порушеннях або зниженні продуктивності, що призводить до зниження температури відхідних газів і зменшення кількості отримуваної теплоти.

Додатковий контур включає існуючий на промисловому об'єкті котел КСВа-1,0, що працює на природному газі. Вода з контуру споживача потрапляє до водогрійного контуру з використанням циркуляційних насосів для підігрівання, далі відповідно нагрівається до заданої температури на котлі та повертається безпосередньо у контур споживача.

Впровадження наведеного технологічного рішення для обладнання рудно-термічного цеху дозволить зменшити витрати на теплоносії, а також зменшити безпосередню температуру викидів, щоб запобігти подальшому тепловому забрудненню атмосфери.

9.4. Вибір та техніко-економічне обґрунтування застосування рекуператора

Впровадження технологій рекуперації теплотидозволяє заощадити до 30-40% спожитої енергії. У такому випадку, за того ж значення витрат палива кількість теплоти, що одержується під час процесі горіння може зрости на 10-15%.

Під час рекуперації теплоти відхідних газів для споживачів рівень заощадженої енергії може бути визначена за методикою:

$$v_r = v \cdot s$$

$$s = \frac{\pi D^2}{4} = \frac{3.14 \cdot 0,1^2}{4} = 0,00785 \text{ м}^2$$

$$v_r = 0,2 \cdot 0,00785 = 0,00157 \cdot 3600 = 5,65 \text{ м}^3/\text{год}$$

$$\Delta Q = V_r^0 \cdot c_r \cdot t_r - c_r \cdot t_{yr}$$

Величини, що використані: c_r - теплоємність газу, t_r - значення температури газу в робочому просторі печі, орієнтовно 1400°C , t_{yr} - значення температури відхідних газів, орієнтовно 280°C .

$$\Delta Q = 5,65 \cdot (1,4 \cdot 1400 - 1,4 \cdot 280) = 8859,2 \text{ МДж/год} = 2460,8 \text{ кВт}.$$

Значення розміру заощадженого палива ΔB визначаємо за виразом:

$$\Delta B = \frac{\Delta Q}{Q_H^P \cdot \eta_{ky}}$$

де Q_H^P - значення нижчої теплоти згоряння палива,

η_{ky} - ККД котельної установки.

$$\Delta B = \frac{2460,8}{33,73 \cdot 0,9} = 81,06 \text{ тис. м}^3/\text{рік}$$

$$P_{річ} = \Delta B \cdot \text{Ц} = 81,8 \cdot 06 = 648480 \text{грн}$$

Отже, значення річного заощадження становитиме 648480,00 грн.

Тобто, утилізація теплоти дозволяє значно заощадити розмір палива і є одним із найпростіших шляхів зменшення вартості нагрівання металу в промислових печах.

Вочевидь, доцільним є прагнення до максимально можливого економічно доцільного рівня утилізації. У той же час, необхідно розуміти, що утилізація не може бути повною, оскільки збільшення поверхні нагрівання є раціональним лише до певних визначених меж, подальше зростання якого призводить до незначного розміру заощадженого рівня теплоти.

Доцільно розміщувати рекуператор на шляху підходящих газів, зокрема, з печі в димову трубу, в той же час повітря в піч подається через суміжні порожнини власне рекуператора та нагрівається газами, що проходять уздовж нагрітих стінок.

Наприклад, оребрені пластинчасті рекуператори можуть забезпечувати утилізацію теплоти для теплоносія з температурою від 200 до 1400°C з продуктивністю орієнтовно від 220 до 220 000 м³ на годину.

Вартість рекуператора (рис.9.9) становить 296 000 грн.

Капітальні витрати на впровадження становлять:

$$K = C_p + C_{\text{монтажу}}$$

C_p - ціна рекуперативної установки;

$C_{\text{монтажу}}$ - вартість монтажу рекуперативної установки

Отже, $K = 296000 + 59000 = 355000$ грн.



Рисунок 9.9. Зовнішній вигляд рекуператора ОПТ 1000-8/400-6.

Таблиця 9.2. Визначення економічного ефекту застосування рекуператора

Показники, тис.грн	Роки						
	1	2	3	4	5	6	7
Витрати	355,0	0	0	0	0	0	0
Дисконтовані витрати	290,2	0	0	0	0	0	0
Грошові надходження	648,5	648,5	648,5	648,5	648,5	648,5	648,5
Дисконтні грошові надходження	531,5	435,7	357,1	292,7	239,9	196,7	161,2
Накопичені дисконтовані витрати	-50,91	480,6	916,3	1273,40	1566,2	1806,11	2002,8
Накопичені дисконтовані грошові надходження	531,5	435,7	357,1	292,7	239,9	196,7	161,2
Різниця	480,6	916,3	1273,5	1566,8	1806,2	2002,8	2164,0

$$NPV = 10209770 - 354000 = 9855770$$

Визначення NPV є орієнтовним критерієм прийняття рішення щодо доцільності інвестування в енергоощадний проєкт.

У нашому випадку $NPV > 0$, тобто дисконтовані результати значно перевищують дисконтовані витрати. А це говорить про ефективність (прибутковість) запропонованого проєкту. При розрахунку з використанням абсолютних величин видно, що впровадження проєкту окупається дуже швидко - менше ніж за рік.

Визначимо додатково індекс доходності PI :

$$PI = \frac{10209770}{354000} = 28,8$$

Оскільки $PI > 1$, то, вочевидь, дисконтовані результати перевищують дисконтовані витрати. А це говорить про ефективність (прибутковість) запропонованого проєкту.

Значення дисконтованого термін окупності становитиме:

$$PP = 1 + \frac{531540 - 354000}{480640} = 0,6 \text{ рік}$$

Отже, проєкт може бути рекомендований до впровадження.

ВИСНОВКИ

У роботі виконано проєктування енергоефективної системи енергопостачання титано-магнієвого комбінату з дослідженням можливостей впровадження технологічних схем рекуперації відхідних газів обладнання рудно-термічного цеху.

Визначено розрахункові значення теплових та електричних навантажень окремих підрозділів промислового об'єкта, для теплової мережі виконано гідравлічний розрахунок та визначено діаметри труб, по яким циркулює теплоносії.

Для можливості коректного вибору та перевірки електричних апаратів, виконано розрахунок струмів короткого замикання.

Компенсація реактивної потужності споживачів обрано виконана із застосуванням як низьковольтних, так і високовольтних пристроїв компенсації; додатково визначено мінімальну кількість та потужність трансформаторів.

У спеціальному розділі виконано дослідження можливостей впровадження технологічних схем рекуперації відхідних газів обладнання рудно-термічного цеху, наведено результати термографічного обстеження елементів промислових печей, проведено огляд можливих для впровадження типів рекуператорів, розроблена схема утилізації теплоти високотемпературних газів, виконано вибір та техніко-економічне обґрунтування застосування рекуператора.

ПЕРЕЛІК ПОСИЛАНЬ

1. Кваліфікаційна робота бакалавра: метод. рекомендації до структури та оформлення випускної кваліфікаційної роботи для здобувачів вищої освіти першого (бакалаврського) рівня зі спеціальності 141 Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка / [уклад. П. Г. Плешков та ін.]; Міністерство освіти і науки України, Центральноукраїн. нац. техн. ун-т. – Кропивницький: ЦНТУ, 2023. – 80 с.

2. Настанова з проектування систем електропостачання промислових підприємств: ДСТУ-Н Б В.2.5-80-2015. – [Чинний від 2015–10–28]. – К.: Мінрегіон: Національний стандарт України, 2016. – 83 с. – (Національний стандарт України).

3. Електротехнічні системи електроспоживання / [Плешков П. Г., Зінзура В. В., Гарасьова Н. Ю., Котиш А. І., Величко Т. В., Плешков С. П.]; під редакцією Заслуженого працівника освіти України, кандидата технічних наук, професора Плешкова П. Г. – М-во освіти і науки України, Центральноукр. нац. техн. ун-т. – Кропивницький: ЦНТУ, 2021. – 208 с.

4. Шкрабець, Ф. П. Основи електропостачання : навч. посіб. / Ф. П. Шкрабець, П. Г. Плешков. - Кіровоград : РВЛ КНТУ, 2010. - 408 с.

5. Електричне обладнання підстанцій систем електропостачання : навч. посіб. / А. Ю. Орлович, П. Г. Плешков, О. А. Козловський [та ін.] ; М-во освіти і науки України, Центральноукраїн. нац. техн. ун-т. – Кропивницький: Лисенко В.Ф., 2019. – 272 с.

6. Основи ефективного використання електричної енергії в системах електроспоживання промислових підприємств: навч. посіб. / [О. І. Соловей, В. П. Розен, П. Г. Плешков та ін.]; Кіровоград. нац. техн. ун-т. – Черкаси: Чабаненко Ю., 2015. – 316 с.

7. Правила улаштування електроустановок / Міненерговугілля України. – Київ : 2017. – 617 с.

8. Енергетичний інжиніринг та менеджмент : в 3-х ч. Ч. 1. Проектування

ефективних енергетичних систем / П.Г. Плешков, С.В. Серебренніков, О.І. Сіріков, І.В. Савеленко; під редакцією Заслуженого працівника освіти України, кандидата технічних наук, професора Плешкова П.Г. – М-во освіти і науки України, Центральноукр. нац. техн. ун-т. – Кропивницький: ЦНТУ, 2018. – 156 с.

9. Перехідні процеси в системах електропостачання / Г. Г. Півняк, В. Н. Винославський, А. Я. Рибалко, Л. І. Несен та ін. – Дніпропетровськ : Вид-во НГА України, 2000. – 378 с.

10. Будник А.Ф. Типове обладнання термічних цехів та ділень: Навчальний посібник. –Суми: Вид-во СумДУ, 2008. - 212 с.

11. Пічне обладнання у хімічних та нафтопереробних процесах: навч. посіб. / А.Р. Степанюк. – Київ : КПІ ім. Ігоря Сікорського, 2017 – 172 с.

12. Клименко, В. В. Енергозбереження в теплотехнологічних процесах та установках: навч. посіб. / В. В. Клименко, В. І. Кравченко, Р. В. Телюта ; М-во освіти і науки України, Центральноукраїн. нац. техн. ун-т. – Кропивницький: Ексклюзив-Систем, 2020. – 219 с.
