

Центральноукраїнський національний технічний університет

Факультет будівництва, транспорту та енергетики

Кафедра «Електротехнічні системи та енергетичний менеджмент»

“Допущено до захисту”

Зав. кафедрою ЕТС та ЕМ

к.т.н., професор

_____ Петро ПЛЄШКОВ

« ____ » _____ 2025 р.

КВАЛІФІКАЦІЙНА РОБОТА

ЗА ПЕРШИМ (БАКАЛАВРСЬКИМ) РІВНЕМ

ВИЩОЇ ОСВІТИ

на тему:

«Розробка системи електропостачання головного корпусу механообробного виробництва»

Виконала здобувачка вищої освіти
IV курсу, групи ЕЕ-21,
ОПП «Електроенергетика,
електротехніка та електромеханіка»
спеціальності 141 «Електроенергетика,
електротехніка та електромеханіка»

_____ Ірина ТЕНЕНИКА

« ____ » _____ 2025 р.

Керівник роботи

доцент, канд.техн.наук

_____ Наталія ГАРАСЬОВА

« ____ » _____ 2025 р.

Рецензент _____

м. Кропивницький

Центральноукраїнський національний технічний університет

Факультет будівництва, транспорту та енергетики

Кафедра електротехнічних систем та енергетичного менеджменту

Рівень вищої освіти перший (бакалаврський)

Галузь знань 14 «Електрична інженерія»

Спеціальність 141 «Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка»

Освітньо-професійна програма «Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка»

ЗАТВЕРДЖУЮ:

Завідувач кафедри ЕТС та ЕМ

_____ Петро ПЛІШКОВ

« _____ » _____ 2025 р.

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

Тененики Ірини Олександрівни

(прізвище, ім'я, по-батькові)

1. Тема роботи Розробка системи електропостачання головного корпусу механообробного виробництва

Development of the power supply system for the main building of the machining production

2. Керівник роботи Гарасьова Наталія Юріївна, к.т.н., доцент

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

3. Строк подання роботи до захисту 03.06.2025 р.

4. Мета та завдання кваліфікаційної роботи розрахунок електричних навантажень; побудова графіків та картограми електричних навантажень; вибір напруги і електричних схем зовнішнього та внутрішнього електропостачання; розрахунок режимів реактивної потужності; вибір трансформаторів; розрахунок струмів коротких замикань, вибір обладнання та силових мереж; розрахунок спеціального розділу кваліфікаційної роботи

5. Консультанти по роботі, із зазначенням розділів роботи

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

КАЛЕНДАРНИЙ ПЛАН

№ з/п	Назва етапів кваліфікаційної роботи	Строк виконання етапів роботи	Примітка
1	<i>Вступ. Коротка характеристика комплексу</i>	<i>03.02-07.02</i>	
2	<i>Розрахунок електричних навантажень</i>	<i>13.04-23.04</i>	
3	<i>Побудова графіків електричних навантажень</i>	<i>24.04-26.04</i>	
4	<i>Побудова картограми електричних навантажень</i>	<i>27.04-01.05</i>	
5	<i>Вибір напруги і електричних схем</i>	<i>02.05-5.05</i>	
6	<i>Режими реактивної потужності</i>	<i>6.05-9.05</i>	
7	<i>Вибір трансформаторів</i>	<i>10.05-13.05</i>	
8	<i>Розрахунок струмів КЗ, вибір обладнання та силових мереж системи електропостачання</i>	<i>14.05-17.05</i>	
9	<i>Спеціальний розділ</i>	<i>18.05-28.05</i>	
10	<i>Оформлення презентаційної частини КР</i>	<i>29.05-30.05</i>	
11	<i>Оформлення пояснювальної записки КР</i>	<i>01.06-03.06</i>	

Дата видачі завдання
« 03 » лютого 2025 р.

Підпис керівника _____

Наталія ГАРАСЬОВА

Завдання прийнято до виконання
« 03 » лютого 2025 р.

Підпис здобувача _____

Ірина ТЕНЕНИКА

АНОТАЦІЯ

Кваліфікаційна робота: 77 с. основної частини; 18 рис.; 28 табл.; 18 джерел, 1 додаток

Тененика І.О. Розробка системи електропостачання головного корпусу механообробного виробництва. – Рукопис.

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

У кваліфікаційній роботі розглянуто питання проектування системи електропостачання головного корпусу механообробного виробництва на прикладі ТДВ «Дизельмаш-КГУ». Охарактеризовано підприємство, подано вихідні дані, на основі яких здійснено розрахунки електричних навантажень.

У роботі проведено детальний аналіз освітлювальних та силових електричних навантажень у мережах до і вище 1 кВ, побудовано графіки споживання електроенергії, а також виконано побудову картограми навантажень. Визначено оптимальні точки розміщення розподільчих пунктів і трансформаторних підстанцій.

Обґрунтовано вибір напруги та електричних схем зовнішнього і внутрішнього електропостачання корпусу. Проведено баланс реактивної потужності та обрано пристрої для її компенсації. Запропоновано типи трансформаторів, схеми підключення та заходи з підвищення енергоефективності. Окрема увага приділена аналізу коротких замикань у системі, вибору високовольного обладнання, трансформаторів струму та напруги, а також приладів обліку.

Спеціальна частина присвячена аналізу впровадження когенераційних установок на промислових підприємствах. Оцінено переваги використання когенерації на основі газових двигунів виробництва ТДВ «Дизельмаш-КГУ», зокрема в контексті підвищення енергоефективності та економії ресурсів.

Ключові слова: електричні навантаження, схема електропостачання, реактивна потужність, графіки та картограма електричних навантажень, когенераційні установки, енергоефективність, економія енергоресурсів.

ABSTRACT

Qualification work: 77 p. main part; Fig. 18; 28 tables; 18 sources, 1 applications

Tenenyka I.O. Development of the power supply system for the main building of the machining production. – Manuscript.

Bachelor's thesis on specialty 141 "Electric power engineering, electrical engineering and electromechanics", OPP "Electric power engineering, electrical engineering and electromechanics". – Central Ukrainian National Technical University, Kropyvnytskyi, 2025.

The qualification work considers the issue of designing the power supply system of the main building of the mechanical processing production of the Dieselmash-KGU TDV. The enterprise is characterized, the initial data are provided, on the basis of which the calculations of electrical loads were made.

The work includes a detailed analysis of lighting and power electrical loads in networks up to and above 1 kV, electricity consumption graphs, and a load map. The optimal locations of distribution points and transformer substations are determined.

The choice of voltage and electrical external and internal power supply of the housing is justified. The reactive power balance is carried out and devices for its compensation are selected. Types of transformers, connection schemes and ways to increase energy efficiency are proposed. Special attention is paid to the analysis of short circuits in the system, the selection of high-voltage equipment, current and voltage transformers, as well as metering devices.

A special part is devoted to the analysis of the implementation of cogeneration plants at industrial enterprises. The advantages of using cogeneration based on gas engines produced by TDV "Dizelmash-KGU" are assessed, in particular in the context of increasing energy efficiency and saving resources.

Keywords: electrical loads, power supply diagram, reactive power, graphs and cartograms of electrical loads, cogeneration plants, energy efficiency, energy saving.

З М І С Т

	ПЕРЕЛІК УМОВНИХ ПОЗНАЧЕНЬ.....	8
	ВСТУП. ХАРАКТЕРИСТИКА ПІДПРИЄМСТВА ТА ВИХІДНІ ДАННІ ДО ПРОЕКТУВАННЯ.....	9
1.	ЕЛЕКТРИЧНІ НАВАНТАЖЕННЯ ГОЛОВНОГО КОРПУСУ МЕХАНООБРОБНОГО ВИРОБНИЦТВА	11
1.1	Розрахунок освітлювальних навантажень ГК МОВ	11
1.2	Розрахунок електричних навантажень головного корпусу МОВ в мережах до 1 кВ	13
1.3	Електричні навантаження головного корпусу в мережах вище 1 кВ.....	14
1.4	Графіки електричних навантажень головного корпусу МОВ....	21
2.	ПОБУДОВА КАРТОГРАМИ ЕЛЕКТРИЧНИХ НАВАНТАЖЕНЬ ГК МОВ ТА ВИБІР МІСЦЯ РОЗТАШУВАННЯ РП ТА ТП	27
3.	ВИБІР НАПРУГИ І ЕЛЕКТРИЧНИХ СХЕМ ЗОВНІШНЬОГО ТА ВНУТРІШНЬОГО ЕЛЕКТРОПОСТАЧАННЯ ГК МОВ.....	30
4.	КОМПЕНСАЦІЯ РЕАКТИВНОЇ ПОТУЖНОСТІ В СИСТЕМІ ЕЛЕКТРОПОСТАЧАННЯ ГОЛОВНОГО КОРПУСУ МОВ.....	40
4.1	Баланс реактивної потужності ГК механообробного виробництва та вибір пристроїв компенсації	40
4.2	Вибір кількості, потужності та місця розташування КП головного корпусу МОВ.....	43
5.	ТРАНСФОРМАТОРНІ ПІДСТАНЦІЇ ГОЛОВНОГО КОРПУСУ МОВ.....	44
5.1	Вибір цехових трансформаторних підстанцій ГК МОВ, потужності та кількості.....	44
5.2	Розташування та компоновка КТП головного корпусу МОВ.....	45

					КВАЛІФІКАЦІЙНА РОБОТА ЗА ПЕРШИМ (БАКАЛАВРСЬКИМ) РІВНЕМ ВИЩОЇ ОСВІТИ			
<i>Зм.</i>	<i>Арк.</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Підпис.</i>	<i>Дата</i>				
<i>Розроб.</i>	<i>Тененика І.</i>				Розробка системи електропостачання головного корпусу механообробного виробництва	<i>Літера</i>	<i>Аркуш</i>	<i>Аркушів</i>
<i>Перевір.</i>	<i>Гарасьова Н.</i>					Д	6	80
<i>Н.контр.</i>					ЦНТУ гр. ЕЕ-21			
<i>Затв.</i>	<i>Плешков П.</i>							

6.	СТРУМИ КЗ В СИСТЕМІ ЕЛЕКТРОПОСТАЧАННЯ ГОЛОВНОГО КОРПУСУ МОВ, ВИБІР ВИСОКОВОЛЬТНИХ МЕРЕЖ, ОБЛАДНАННЯ, ВИМІРЮВАЛЬНИХ ТРАНСФОРМАТОРІВ.....	47
6.1	Визначення струмів КЗ в системі електропостачання ГК МОВ.	47
6.2	Вибір та перевірка струмопровідних пристроїв та високовольтного обладнання головного корпусу	50
6.3	Вибір високовольтного обладнання РП 1.....	52
6.4	Вибір ТС та ТН, електричних схем підключення лічильників	53
7.	АНАЛІЗ ВПРОВАДЖЕННЯ КОГЕНЕРАЦІЙНИХ УСТАНОВОК НА ПРОМИСЛОВИХ ПІДПРИЄМСТВАХ.....	56
7.1	Загальна характеристика когенераційних установок.....	56
7.2	Когенераційні установки на основі газових двигунів-генераторів.....	58
7.3	Когенераційні установки на базі газових двигун-генераторів ДвГА виробництва ТДВ «ДИЗЕЛЬМАШ-КГУ».....	62
7.4	Режими роботи та вибір потужності когенераційної установки..	64
7.5	Ефективність використання когенераційних установок.....	72
	ВИСНОВКИ.....	75
	ПЕРЕЛІК ПОСИЛАНЬ.....	76
	Додаток А. Вибір високовольтного обладнання розподільчого пристрою, трансформаторів струму та напруги.....	78

ПЕРЕЛІК УМОВНИХ ПОЗНАЧЕНЬ

ГК МОВ – головний корпус механообробного виробництва

СІГ – служба інструментального господарства

ДЗКУ - ділянка збірки когенераційних установок

СЕП – система електропостачання

ГЕН – графік електричних навантажень

КЛ – кабельна лінія

КТП – комплектна трансформаторна підстанція

КУ – конденсаторна установка

КРП – компенсація реактивної потужності

БСК – батареї статичних конденсаторів

КЕН – картограма електричних навантажень

ЦЕН - центр електричних навантажень

РП –розподільчий пристрій

КЗ – коротке замикання

ТС – трансформатори струму

ТН – трансформатори напруги

КГУ – когенераційна установка

ККД – коефіцієнт корисної дії

ДВЗ - двигун внутрішнього згорання

СГ – синхронний генератор

АВР – автоматичне включення резерву

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

ВСТУП. ХАРАКТЕРИСТИКА ПІДПРИЄМСТВА ТА ВИХІДНІ ДАННІ ДО ПРОЕКТУВАННЯ

ТДВ "Дизельмаш КГУ" - провідний український виробник середньооборотних суднових дизелів, стаціонарних дизель-генераторів, газових і газодизельних двигунів потужністю 300–800 кВт, а також когенераційних установок. Заснований у 1875 році в с. Голта, завод має сучасні виробничі потужності, зокрема ливарне, зварювальне, механообробне та складальне виробництво, оснащене понад 600 верстатами, включно з ЧПУ.

Підприємство спеціалізується на розробці та серійному виробництві широкого спектру енергетичного обладнання, включаючи: когенераційні установки на базі газопоршневих двигунів-генераторів електричною потужністю від 315 до 800 кВт та тепловою продуктивністю 0,3–0,9 Гкал/год; газові двигуни-генератори: моделі ДВГА-500 та ДВГА-630 (500 і 630 кВт), які працюють на природному, попутному, шахтному газі-метані та інших горючих газах; газодизельні генератори: моделі ГДГА-500, ГДГА-630 і ГДГА-800 потужністю до 800 кВт; стаціонарні дизель-генератори від 100 до 800 кВт (моделі ДГА-100, ДГА-315-1, ДГА-500-2, ДГА-630, ДГА-800); суднові дизель-генератори та дизелі потужністю 320, 500 і 800 кВт, з частотою обертання 300–500 об/хв; газові компресорні двигуни: моделі 6ГЧН-8ГЧН 25/34 (400–600 кВт) - для роботи з газовими компресорами; блокові теплоелектростанції та сервісне обслуговування.

Підприємство надає повний цикл послуг: ремонт, виготовлення запчастин, відновлення колінчастих валів, обслуговування компресорів, двигунів інших типів.

В бакалаврській роботі розглядається тільки головний корпус підприємства, який є центральним вузлом виробництва та об'єднує ключові етапи виготовлення продукції. Головний корпус (ГК) МОВ (механообробного виробництва) включає до свого складу наступні підрозділи: складальний цех, механообробний цех, ділянку термічної обробки, ділянку коленвалів, ремонтно-механічний цех, ділянку збірки когенераційних установок,

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

випробовувальну ділянку, склади та лабораторію. В виробничому процесі приймають участь також служба інструментального господарства (СІГ), компресорна, побутові споруди.

Основні підрозділи цього корпусу, їх призначення та характеристику обладнання представлено в таблиці 1.

Таблиця 1 – Вихідні дані до проектування.

Найменування підрозділів	S, м ²	Характеристика підрозділу	N _{ЕП} , шт.	Встановлена потужність ЕП,кВт	
				Одного	Сумарна
Головний корпус МОВ					
Складальний цех	2850	Збірка дизельних, газових та газо-дизельних агрегатів, їх випробування та підготовка до відвантаження	125	2,2-28	2650
Механообробний цех	3280	Виконує точну обробку корпусних деталей: блоків циліндрів, колінчастих валів, шатунів, поршнів тощо. Оснащений сучасними верстатами з ЧПУ	98	0,3-90	982
Ділянка коленвалів	1790	Спеціалізується на виготовленні та відновленні ключових елементів двигунів	115	11-40	1604
Ділянка термічної обробки	1200	Забезпечує термообробку металевих заготовок для підвищення міцності та зносостійкості	139	0,065-160	1979
Ремонтно-механічний цех	600	Технічна база, що забезпечує стабільну роботу всіх виробничих підрозділів, мінімізуючи простої та втрати	119	0,55-100	1354
Ділянка збірки когенераційних установок	650	Збірка енергокомплексів для комбінованого виробництва електро- і теплової енергії.	20	0,4-45	266
Випробовувальна ділянка	400	Виконує стендові випробування готових двигунів та генераторів.	24	2,2-22	353
Склад	300	Для зберігання комплектуючих	11	1,4-30	75
Лабораторія	290	Проведення вхідного контролю якості та технічних випробувань.	33	0,3-19	150
Всього по ГК	11360				
Компресорна	460	Підтримують виробничу інфраструктуру.	12	3-75	244
СІГ	400		47	0,5-22	399
Адміністрація	250		18	0,6-20	100

Живлення заводу здійснюється від підстанції енергосистеми ГОЛТА. Відстань до підстанції енергосистеми 500 м. Головний корпус та допоміжні виробництва отримують живлення від РП-1 заводу. Завод працює в дві зміни.

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

1 ЕЛЕКТРИЧНІ НАВАНТАЖЕННЯ ГОЛОВНОГО КОРПУСУ МЕХАНООБРОБНОГО ВИРОБНИЦТВА

1.1 Розрахунок освітлювальних навантажень ГК МОВ

Для визначення освітлювальних навантажень (ОН) ГК МОВ в цілому, та окремих його підрозділів, застосовується метод питомої потужності ОН на одиницю корисної площі приміщення [1,2].

Розберемо приклад виконання такого розрахунку для служби інструментального господарства:

- визначення освітлювального активного розрахункового навантаження для СИГ:

$$P_{p.o.} = P_{e.} \cdot K_1 \cdot K_n = 8 \cdot 1,12 \cdot 0,6 = 5,38 \text{ кВт},$$

де $P_{e.} = F_{ciz} \cdot p_0 \cdot 10^{-3} = 400 \cdot 20 \cdot 10^{-3} = 8,0$ кВт – встановлена потужність освітлення,

$F_{ц} = 400 \text{ м}^2$ – площа СИГ;

$p_0 = 20 \text{ Вт/м}^2$ – питома потужність освітлювального навантаження для СИГ;

$K_1 = 1,12$ – враховуються втрати в ПРА для люмінесцентних ламп;

$K_n = 0,6$ – значення коефіцієнту попиту;

- визначення реактивного розрахункового навантаження цеху:

$$Q_{p.o.} = P_{p.o.} \cdot \text{tg} \varphi = 5,38 \cdot 1,73 = 9,31 \text{ кВАр},$$

де $\cos \varphi = 0,5$ ($\text{tg} \varphi = 1,75$) – для люмінесцентних ламп;

- повне навантаження:

$$S_{p.o.} = \sqrt{P_{p.o.}^2 + Q_{p.o.}^2} = \sqrt{5,38^2 + 9,31^2} = 10,74 \text{ кВА}.$$

Для інших підрозділів ГК МОВ результати проведених розрахунків представлено у таблиці 1.1.

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

Таблиця 1.1 – Освітлювальні навантаження головного корпусу МОВ

№	Назва підрозділу	$F_{п}$	P_0	$P_{в}$	K_1	$K_{п}$	$\cos\varphi$	$tg\varphi$	$P_{р.о.}$	$Q_{р.о.}$
		м ²	Вт/м ² ·10 ⁻³	кВт	-	-	-	-	кВт	кВАр
1	Головний корпус МОВ									
-	Складальний цех	2850	18	51,3	1,12	0,95	0,5	1,73	54,58	94,43
-	Механообробний цех	3580	18	64,44	1,12	0,95	0,5	1,73	68,56	118,62
-	Ділянка коленвалів	1790	16	28,64	1,12	0,8	0,5	1,73	25,66	44,39
-	Ділянка термічної обробки	1200	16	19,2	1,12	0,8	0,5	1,73	17,20	29,76
-	Ремонтно-механічний цех	600	18	10,8	1,12	0,8	0,5	1,73	9,68	16,74
-	Ділянка збірки когенераційних установок	650	18	11,7	1,12	0,8	0,5	1,73	10,48	18,14
-	Випробувальна ділянка	400	5	2	1,2	0,6	0,5	1,73	1,44	2,49
-	Склад	300	5	1,5	1,2	0,6	0,5	1,73	1,08	1,87
-	Лабораторія	290	20	5,8	1,2	0,6	0,9	0,48	4,18	2,00
	Всього по ГК								192,87	328,44
2	Компресорна	460	14	6,44	1,12	0,6	0,5	1,73	4,33	7,49
3	СП	400	20	8	1,12	0,6	0,5	1,73	5,38	9,31
4	Адміністрація	250	20	5	1,2	0,8	0,9	0,48	4,80	2,30
5	Освітлення території	25400	0,1	2,54	1,12	1	0,5	1,73	2,84	4,92
	Всього								210,22	352,45

1.2 Розрахунок електричних навантажень головного корпусу МОВ в мережах до 1 кВ

Розрахунок виконується за методом упорядкованих діаграм, детально методику розрахунку наведено в [1,2]. Результатом розрахунку являється визначення розрахункових навантажень по корпусу в цілому: активного (P_p); реактивного (Q_p) та повного (S_p). Вихідними даними до розрахунків являються перелік електроприймачів по цехам корпусу та їх встановлена потужність (таблиця 1).

Приклад розрахунку потужності по групі споживачів для ділянки збірки когенераційних установок:

$$n_{\text{діл}} = 10+2+2+1+3+2=20 \text{ шт};$$

$$P_{\text{н.мін}} = 0,4 \text{ кВт}; \quad P_{\text{н.мак}} = 45 \text{ кВт}; \quad P_{\text{н.сум.}} = 266,3 \text{ кВт};$$

$$P_{\text{зм.сум.}} = 21,84+4,8+7,5+9,0+1,38+1,8=46,32 \text{ кВт};$$

$$Q_{\text{зм.сум.}} = 25,53+8,31+12,99+15,59+1,04+1,35=64,81 \text{ квар};$$

$$n_{\text{еф}} = \frac{2P_{\text{н.сум.}}}{P_{\text{н.мак}}} = \frac{2 \cdot 266,3}{45} = 11,83, \text{ приймаємо } 12;$$

$$K_B = \frac{P_{\text{зм.сум.}}}{P_{\text{н.сум.}}} = \frac{46,32}{266,3} = 0,17, \text{ вибираємо } K_p=1,42;$$

$$m = \frac{P_{\text{н.мак}}}{P_{\text{н.мін}}} = \frac{45,0}{0,4} = 112,5 \geq 3;$$

$$\text{tg} \varphi = \frac{Q_{\text{зм.сум.}}}{P_{\text{зм.сум.}}} = \frac{64,81}{46,32} = 1,4; \quad \cos \varphi = 0,581;$$

$$P_p = K_p \cdot P_{\text{зм.сум.}} = 1,42 \cdot 46,32 = 65,774 \text{ кВт};$$

$$Q_p = Q_{\text{зм.сум.}} = 64,812 \text{ квар};$$

$$S_p = \sqrt{P_p^2 + Q_p^2} = \sqrt{65,774^2 + 64,811^2} = 92,341;$$

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

Подальші розрахунки для мережі 0,4 кВ ГК МОВ зводимо до табл.1.2.

1.3 Електричні навантаження головного корпусу в мережах вище 1 кВ

За наведеною вище методикою приводимо приклад розрахунку визначення високовольтного навантаження ТП-1.

$$n_{\text{ТП1}} = 98 + 115 = 213 \text{ шт};$$

$$P_{\text{н.мін}} = 0,3 \text{ кВт}; \quad P_{\text{н.мак}} = 90 \text{ кВт}; \quad P_{\text{н.сум.}} = 2585,29 \text{ кВт};$$

$$P_{\text{зм.сум.}} = 244,05 + 801,8 = 1045,85 \text{ кВт};$$

$$Q_{\text{зм.сум.}} = 234,03 + 817,84 = 1051,87 \text{ квар};$$

$$n_{\text{еф}} = \frac{2P_{\text{н.сум.}}}{P_{\text{н.мак}}} = \frac{2 \cdot 2585,29}{90} = 57,45, \text{ приймаємо } 58;$$

$$K_B = \frac{P_{\text{зм.сум.}}}{P_{\text{н.сум.}}} = \frac{1045,85}{2585,29} = 0,4, \text{ вибираємо } K_p = 1,0;$$

$$m = \frac{P_{\text{н.мак}}}{P_{\text{н.мін}}} = \frac{90}{0,3} = 300 \geq 3;$$

$$\text{tg} \varphi = \frac{Q_{\text{зм.сум.}}}{P_{\text{зм.сум.}}} = \frac{1051,87}{1045,85} = 1,01; \quad \cos \varphi = 0,71;$$

$$P_{\text{р.тп1}} = K_p \cdot P_{\text{зм.сум.}} = 1,0 \cdot 1045,85 = 1045,85 \text{ кВт};$$

$$Q_{\text{р.тп1}} = Q_{\text{зм.сум.}} = 1051,87 \text{ квар};$$

$$S_{\text{р.}} = \sqrt{P_{\text{р.}}^2 + Q_{\text{р.}}^2} = \sqrt{1045,85^2 + 1051,87^2} = 1483,32;$$

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

Таблиця 1.2 - Розрахунок електричних навантажень в мережі ГК МОВ до 1000 В

Найменування підрозділу	n	Потужність ЕП, кВт		m	K _B	cos φ	tg φ	Середнє навантаження кВт		N _{ef}	K _M	Розрахункове навантаження, кВт		
		ОДНОГО	ВСЬОГО					P _{CM}	Q _{CM}			P _p , кВт	Q _p , кВар	S _p , кВА
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
1.1 Головний корпус МОВ														
<i>1.1 Складальний цех</i>														
Верстати	40	20	800		0,4	0,6	1,33	320	426,66					
Кран	5	20	100		0,3	0,8	0,75	30	22,5					
Верстати метаторіжучі	50	28	1540		0,5	0,7	1,02	770	785,55					
Вентилятори	15	2,2-20	200		0,14	0,56	1,47	28	41,42					
Преси	15	10	150		0,17	0,65	1,16	25,5	29,81					
Всього по цеху	125	2,2-28	2650	>3	0,44	0,668	1,11	1173,5	1305,9	125	1	1173,5	1305,940	1755,73
<i>1.2 Ділянка збірки когенераційних установок</i>														
Верстати	10	1,2-45	156		0,14	0,65	1,17	21,84	25,53					
Зварювальні автомати	2	15	30		0,16	0,5	1,73	4,80	8,31					
Кран-балка	2	15	30		0,25	0,5	1,73	7,50	12,99					
Мостовий кран	1	45	45		0,2	0,5	1,73	9,00	15,59					
Транспортери	3	0,4-1,5	2,3		0,6	0,8	0,75	1,38	1,04					
Вентилятори	2	4,5	3		0,6	0,8	0,75	1,80	1,35					
Всього по ділянці	20	0,4-45	266,3	>3	0,17	0,58	1,399	46,32	64,81	12	1,92	88,934	64,811	110,045
<i>1.3 Ділянка коленвалів</i>														
Верстати	25	11	27,5		0,14	0,5	1,7	3,85	6,545					
Преси автоматичні	10	40	400		0,7	0,65	1,7	280	476					

Продовження таблиці 1.2.

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
Конвейерні лінії	3	40	120		0,4	0,75	0,9	48	43,2					
Автоматичні лінії	88	12,05	1056		0,4	0,75	0,9	422,4	380,16					
Всього по ділянці	115	11-40	1603,5	>3	0,50	0,7	1,02	801,8	817,84	80	1	801,8	817,84	1145,315
<i>1.4 Механообробний цех</i>	98	0,3-90	981,79	>3	0,25	0,722	0,96	244,05	234,03	22	1,07	261,13	234,030	350,658
<i>1.5 Ділянка термічної обробки</i>	139	0,065-160	1978,57	>3	0,70	0,75	0,88	1385	1221,46	25	1	1385	1221,460	1846,669
<i>1.6 Ремонтно-механічний цех</i>	119	0,55-100	1353,83	>3	0,44	0,845	0,63	596,34	377,03	27	1	596,34	377,030	705,53
<i>1.7 Склад</i>	11	1,4-30	75	>3	0,20	0,8	0,75	15	11,25	5	1,78	26,7	12,375	29,4284
<i>1.8 Виробувальна ділянка</i>	24	2,2-22	353,4	>3	0,35	0,79	0,77	123,71	95,86	23	1	123,71	95,859	156,503
<i>1.9 Лабораторія</i>	33	0,3-19	150	>3	0,30	0,8	0,75	45	33,75	16	1,02	45,9	33,750	56,9726
Разом по ГК МОВ	684	0,065-160	9412,39	>3	0,47	0,729	0,94	4430,7	4162	118	1	4430,7	4161,970	6078,92
2. Компресорна	12	3-75	244	>3	0,67	0,739	0,91	164,2	149,52	7	1,02	167,48	149,515	224,512
3. Адміністрація	18	0,6-20	100	>3	0,75	0,8	0,75	75	56,25	10	1	75	61,875	97,2292
4. СІП	47	0,5-22	398,7	>3	0,22	0,621	1,26	88,98	112,17	36	1	88,98	112,165	143,173
Всього по корпусу														
Силове	761	0,065-160	10155,1	>3	0,47	0,728	0,94	4758,9	4479,9	127	1	4758,9	4479,9	6535,8
Освітлення												210,22	352,56	
Разом с освітленням												4969,1	4832,46	6931,44

З врахуванням освітлювального навантаження:

$$P_{\text{сум.}} = P_{\text{р.}} + P_{\text{о.}} = 1045,85 + 94,23 = 1140,08 \text{ кВт};$$

$$Q_{\text{сум.}} = Q_{\text{р.}} + Q_{\text{о.}} = 1051,87 + 163,01 = 1214,88 \text{ кВАр.}$$

Реактивне навантаження при встановленні батарей статичних конденсаторів на напругу 0,4 кВ (інформація визначається у 4 розділу):

$$Q_{\text{сум.ку}} = Q_{\text{сум.}} - Q_{\text{ку}} = 1214,88 - 480 = 734,88 \text{ кВАр};$$

$$S_{\text{сум.ку}} = \sqrt{P_{\text{сум.}}^2 + Q_{\text{сум.ку}}^2} = \sqrt{1140,08^2 + 734,88^2} = 1356,40 \text{ кВА.}$$

Завантаження трансформаторів ТП1:

$$k_{\text{з.тп1}} = \frac{S_{\text{сум.ку}}}{n \cdot S_{\text{н.тп.}}} = \frac{1356,40}{2 \cdot 1000} = 0,68$$

Втрати активної та реактивної потужності в трансформаторах ТП1:

$$\Delta P_{\text{тп1}} = n(\Delta P_{\text{Х}} + \Delta P_{\text{К}} \cdot K_{\frac{2}{3}}) = 2 \cdot (2,0 + 10,8 \cdot 0,68^2) = 13,94 \text{ кВт};$$

$$\Delta Q_{\text{тп1}} = n \left(\frac{I_{\text{Х}}}{100} S_{\text{Н}} + \frac{U_{\text{К}}}{100} S_{\text{Н}} \cdot K_{\frac{2}{3}} \right) = 2 \cdot \left(\frac{1,2}{100} \cdot 1000 + \frac{5,5}{100} \cdot 1000 \cdot 0,68^2 \right) = 74,60 \text{ кВАр.}$$

Розрахункове навантаження на напрузі 10 кВ ТП1:

$$P_{\text{р.тп1}} = P_{\text{сум.}} + \Delta P_{\text{тп1}} = 1140,08 + 13,94 = 1154,01 \text{ кВт},$$

$$Q_{\text{р.тп1}} = Q_{\text{сум.ку}} + \Delta Q_{\text{тп1}} = 734,88 + 74,60 = 809,48 \text{ кВАр},$$

$$S_{\text{сум.тп1}} = \sqrt{P_{\text{р.тп1}}^2 + Q_{\text{р.тп1}}^2} = \sqrt{1154,01^2 + 809,48^2} = 1409,61 \text{ кВА}$$

Інші навантаження ГК МОВ у мережі вище 10 кВ та по всьому корпусу, аналогічні, наведено в таблиці 1.3.

						Арк.
Зм.	Арк.	№ докум.	Підпис.	Дата		17

Таблиця 1.3 - Розрахунок електричних навантажень в мережі вище 1000 В ГК МОВ.

№	Найменування	n	Потужність ЕП, кВт		m	K _B	cos φ	tg φ	Середнє навантаження кВт		N _{эф}	K _M	Розрахунок навантаження, кВт		
			одного	всього					P _{CM}	Q _{CM}			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														
1	Механообробний цех														
	силове	98	0,3-90	981,79	>3	0,25	0,72	0,96	244,05	234,03	22	1,07	261,13	234,03	350,66
	освітлювальне												68,56	118,62	
	Всього по 0,4 кВ												329,70	352,65	482,76
2	Ділянка коленвалів														
	силове	115	11-40	1603,5	>3	0,5	0,7	1,02	801,8	817,84	80	1	801,80	817,84	1145,31
	освітлювальне												25,66	44,39	
	Всього по 0,4 кВ												1157,16	1214,88	1677,78
	Ітого														
	силове	213	0,3-90	2585,29	>3	0,40	0,71	1,01	1045,85	1051,87	58	1	1045,85	1051,87	1483,32
	освітлювальне												94,23	163,01	
	Всього на шинах 0,4 кВ												1140,08	1214,88	1666,05
	КУ 0,4 кВ ТП-1													-480,00	
	3 урахованням КУ												1140,08	734,88	1356,40
	Втрати в трансформаторах (2x1000)												13,94	74,60	
	Всього на шинах 10кВ												1154,01	809,48	1409,61
	ТП-2														
	<i>Складальний цех</i>														
	силове	125	2,2-28	2650	>3	0,44	0,67	1,11	1173,5	1305,94	125	1	1173,50	1305,94	1755,73
	освітлювальне												54,58	94,43	
	Всього по 0,4 кВ												1228,08	1400,37	1862,58
	КУ 0,4 кВ ТП-2													-720,00	
	3 урахованням КУ												1228,08	680,37	1403,96

Продовження таблиці 1.3.

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16
	Втрати в трансформаторах (2x1000)												14,64	78,20	
	Всього на шинях 10кВ												1242,73	758,57	1455,96
	ТП-3, ТП-4														
1	Ділянка термічної обробки														
	силове	139	0,065-160	1978,57	>3	0,7	0,75	0,88	1385	1221,46	25	1	1385,00	1221,46	1846,67
	освітлювальне												17,20	29,76	
	Всього по 0,4 кВ												1402,20	1251,22	1879,29
2	Ремонт.-механічний цех														
	силове	119	0,55-100	1353,83	>3	0,44	0,85	0,63	596,34	377,03	27	1	596,34	377,03	705,53
	освітлювальне												9,68	16,74	
	Всього по 0,4 кВ												606,02	393,77	722,71
3	Ділянка збірки когенераційних установок														
	силове	20	0,4-45	266,3	>3	0,17	0,58	1,39	46,32	64,812	12	1,42	65,77	64,81	92,34
	освітлювальне												10,48	18,14	
	Всього по 0,4 кВ												76,26	82,95	112,67
4	Виробувальна ділянка														
	силове	24	2,2-22	353,4	>3	0,35	0,79	0,77	123,71	95,85	23	1	123,71	95,86	156,50
	освітлювальне												1,44	2,49	
	Всього по 0,4 кВ												125,15	98,35	159,17
5	Склад														
	силове	11	1,4-30	75	>3	0,2	0,8	0,75	15	11,25	5	1,78	26,70	12,38	29,43
	освітлювальне												1,08	1,87	
	Всього по 0,4 кВ												27,78	14,24	31,22
6	Компресорна														
	силове	12	3-75	244	>3	0,67	0,734	0,91	164,2	149,515	7	1,02	167,48	149,52	224,51
	освітлювальне												4,33	7,49	
	Всього по 0,4 кВ												171,81	157,00	232,74
7	Адміністрація														

Продовження таблиці 1.3.

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16
	силове	18	0,6-20	100	>3	0,75	0,8	0,75	75	56,25	10	1	75,00	61,88	97,23
	освітлювальне												4,80	2,30	
	Всього по 0,4 кВ												79,80	64,18	102,41
8	Лабораторія														
	силове	33	0,3-19	150	>3	0,3	0,8	0,75	45	33,75	16	1,02	45,90	33,75	56,97
	освітлювальне												4,18	2,00	
	Всього по 0,4 кВ														
9	СІГ														
	силове	47	0,5-22	398,7	>3	0,22	0,62	1,261	88,98	112,165	36	1	88,98	112,17	143,17
	освітлювальне												5,38	9,41	
	Всього по 0,4 кВ												94,36	121,57	153,89
	Ітого														
	силове	423	0,17-75	4919,8	>3	0,52	0,77	0,836	2539,55	2122,09	89	1	2539,55	2122,09	3309,47
	освітлювальне												58,56	90,20	107,54
	Всього на шинях 0,4 кВ												2598,11	2212,29	3412,39
	КУ 0,4 кВ ТП-3													-1440,00	
	З урахуванням КУ												2598,11	772,18	2710,44
	Втрати в трансформаторах (2x1000)												27,84	149,01	
	Всього на шинях 10кВ												2625,95	921,20	2782,84
	Всього по ГК														
	силове	761	0,065-160	10155,1	>3	0,47	0,73	0,943	4758,9	4479,9	127	1	4758,90	4479,90	6535,80
	освітлювальне												210,22	352,45	
	Всього на шинях 0,4 кВ												4969,12	4832,36	6931,36
	Втрати в ТР												56,41	301,81	307,04
	З урахуванням втрат												5025,53	5134,17	7184,40
	КУ 0,4 кВ													-2640,00	
	КУ 10кВ													-1800,00	
	Всього на шинях 10 кВ												5025,53	694,17	5073,25

1.4 Графіки електричних навантажень головного корпусу МОВ

Для механообробного виробництва визначаються добові графіки електричних навантажень (ГЕН) активної, реактивної та повної потужності, з врахуванням встановлення компенсуючих пристроїв, періодів року, робочих та вихідних днів. Методика визначення представлена в [1] та дозволяє розрахувати загальне споживання активної та реактивної енергії, час використання максимального навантаження та час максимальних втрат. За відсутності вимірів на підприємстві використовуємо типові графіки навантажень для металообробного підприємства.

Наведемо приклад розрахунку для 7-ї сходинки графіку, що відповідає часу з 6 по 7 годину:

- для добового графіку по P (активній потужності):

$$P_{з.р.} = 0,68 \cdot 5025,53 = 3417,36 \text{ кВт}; \quad P_{л.р.} = 0,578 \cdot 5025,53 = 2904,76 \text{ кВт};$$

$$P_{з.в.} = 0,3 \cdot 5025,53 = 1507,66 \text{ кВт}; \quad P_{л.в.} = 0,255 \cdot 5025,53 = 1281,51 \text{ кВт};$$

- по Q (реактивній потужності) без врахування БСК:

$$Q_{з.р.} = 0,68 \cdot 5134,17 = 3491,24 \text{ кВАр}; \quad Q_{л.р.} = 0,578 \cdot 5134,17 = 2937,65 \text{ кВАр};$$

$$Q_{з.в.} = 0,325 \cdot 5134,17 = 1668,61 \text{ кВАр}; \quad Q_{л.в.} = 0,276 \cdot 5134,17 = 1418,31 \text{ кВАр};$$

- добовий графік по Q з врахуванням БСК:

$$Q_{з.р.} = 0,68 \cdot 694,17 = 472,04 \text{ кВАр}; \quad Q_{л.р.} = 0,578 \cdot 694,17 = 401,23 \text{ кВАр};$$

$$Q_{з.в.} = 0,325 \cdot 694,17 = 225,61 \text{ кВАр}; \quad Q_{л.в.} = 0,276 \cdot 694,17 = 191,76 \text{ кВАр}.$$

Розрахунки по іншим сходинкам графіків зведено до таблиць 1.4-1.7, відповідно. Добові графіки активної та реактивної потужності наведено на рис.1.1-1.4, відповідно.

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

Таблиця 1.4 – Розрахунок для побудови добового графіку ГК МОВ по активній потужності

t, год	$P_{з.р.}, \%$	$P_{з.р.}, \text{кВт}$	$P_{л.р.}, \%$	$P_{л.р.}, \text{кВт}$	$P_{з.в.}, \%$	$P_{з.в.}, \text{кВт}$	$P_{л.в.}, \%$	$P_{л.в.}, \text{кВт}$
	Робочий день				Вихідний день			
0...1	34	1708,68	28,90	1452,38	30	1507,66	25,5	1281,51
1...2	34	1708,68	28,90	1452,38	30	1507,66	25,5	1281,51
2...3	34	1708,68	28,90	1452,38	30	1507,66	25,5	1281,51
3...4	34	1708,68	28,90	1452,38	30	1507,66	25,5	1281,51
4...5	45	2261,49	38,25	1922,27	30	1507,66	25,5	1281,51
5...6	45	2261,49	38,25	1922,27	30	1507,66	25,5	1281,51
6...7	68	3417,36	57,80	2904,76	30	1507,66	25,5	1281,51
7...8	94	4724,00	79,90	4015,40	30	1507,66	25,5	1281,51
8...9	100	5025,53	85,00	4271,70	26	1306,64	22,1	1110,64
9...10	94	4724,00	79,90	4015,40	26	1306,64	22,1	1110,64
10...11	75	3769,15	63,75	3203,78	26	1306,64	22,1	1110,64
11...12	72	3618,38	61,20	3075,62	26	1306,64	22,1	1110,64
12...13	94	4724,00	79,90	4015,40	26	1306,64	22,1	1110,64
13...14	84	4221,45	71,40	3588,23	26	1306,64	22,1	1110,64
14...15	79	3970,17	67,15	3374,64	26	1306,64	22,1	1110,64
15...16	75	3769,15	63,75	3203,78	26	1306,64	22,1	1110,64
16...17	83	4171,19	70,55	3545,51	26	1306,64	22,1	1110,64
17...18	83	4171,19	70,55	3545,51	30	1507,66	25,5	1281,51
18...19	70	3517,87	59,50	2990,19	30	1507,66	25,5	1281,51
19...20	70	3517,87	59,50	2990,19	30	1507,66	25,5	1281,51
20...21	61	3065,57	51,85	2605,74	30	1507,66	25,5	1281,51
21...22	61	3065,57	51,85	2605,74	30	1507,66	25,5	1281,51
22...23	34	1708,68	28,90	1452,38	30	1507,66	25,5	1281,51
23...24	34	1708,68	28,90	1452,38	30	1507,66	25,5	1281,51
		78247,50		66510,38		34374,63		29218,43

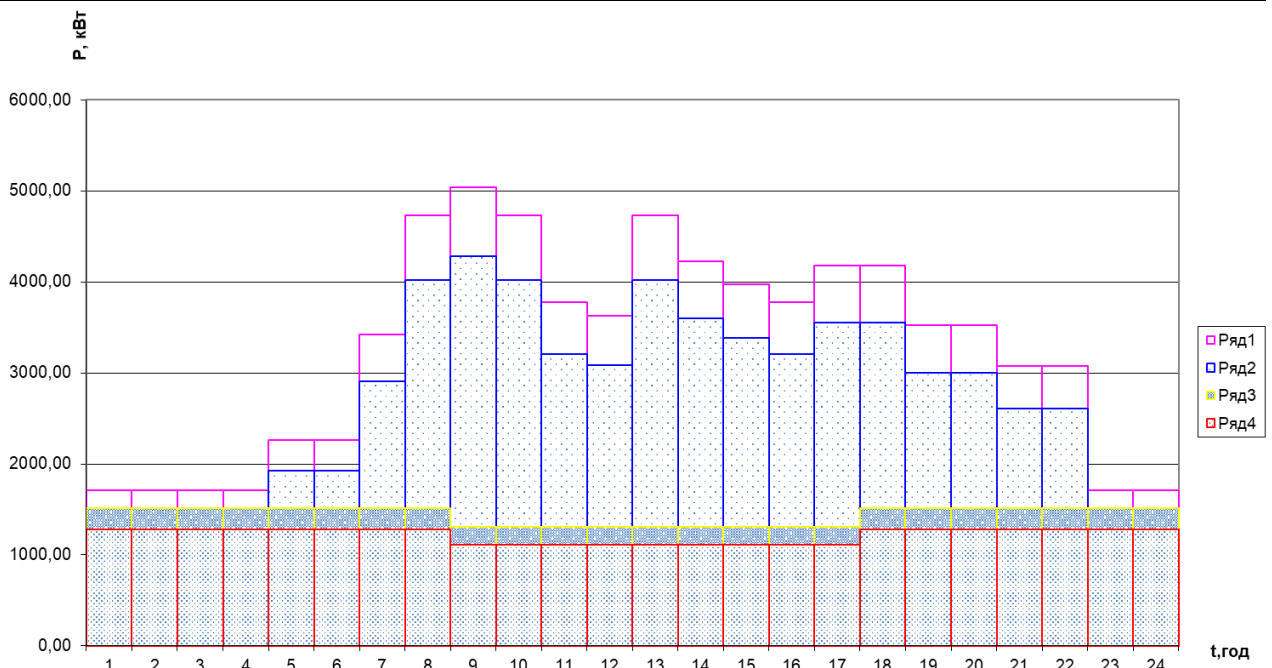


Рис. 1.1 - Активне навантаження ГК МОВ (добові графіки): ряди 1 та 2- робочі зимового і літнього періодів; ряди 3 та 4- вихідні зимового і літнього періодів.

Таблиця 1.5 – Вихідна інформація для побудови добових графіків ГК МОВ по реактивній потужності зимового та літнього періодів (без компенсації).

t,год	$Q_{з.р.},\%$	$Q_{з.р.},\text{квар}$	$Q_{л.р.},\%$	$Q_{л.р.},\text{квар}$	$Q_{з.в.},\%$	$Q_{з.в.},\text{квар}$	$Q_{л.в.},\%$	$Q_{л.в.},\text{квар}$
0...1	34,0	1745,62	28,90	1483,78	32,5	1668,61	27,63	1418,31
1...2	34,0	1745,62	28,90	1483,78	32,5	1668,61	27,63	1418,31
2...3	34,0	1745,62	28,90	1483,78	32,5	1668,61	27,63	1418,31
3...4	34,0	1745,62	28,90	1483,78	32,5	1668,61	27,63	1418,31
4...5	45,0	2310,38	38,25	1963,82	32,5	1668,61	27,63	1418,31
5...6	45,0	2310,38	38,25	1963,82	32,5	1668,61	27,63	1418,31
6...7	68,0	3491,24	57,80	2967,55	32,5	1668,61	27,63	1418,31
7...8	94,0	4826,12	79,90	4102,20	32,5	1668,61	27,63	1418,31
8...9	100,0	5134,17	85,00	4364,04	28,6	1468,37	24,31	1248,12
9...10	94,0	4826,12	79,90	4102,20	28,6	1468,37	24,31	1248,12
10...11	75,0	3850,63	63,75	3273,03	28,6	1468,37	24,31	1248,12
11...12	72,0	3696,60	61,20	3142,11	28,6	1468,37	24,31	1248,12
12...13	94,0	4826,12	79,90	4102,20	28,6	1468,37	24,31	1248,12
13...14	84,0	4312,70	71,40	3665,80	28,6	1468,37	24,31	1248,12
14...15	79,0	4055,99	67,15	3447,60	28,6	1468,37	24,31	1248,12
15...16	75,0	3850,63	63,75	3273,03	28,6	1468,37	24,31	1248,12
16...17	83,0	4261,36	70,55	3622,16	28,6	1468,37	24,31	1248,12
17...18	83,0	4261,36	70,55	3622,16	32,5	1668,61	27,63	1418,31
18...19	70,0	3593,92	59,50	3054,83	32,5	1668,61	27,63	1418,31
19...20	70,0	3593,92	59,50	3054,83	32,5	1668,61	27,63	1418,31
20...21	61,0	3131,84	51,85	2662,07	32,5	1668,61	27,63	1418,31
21...22	61,0	3131,84	51,85	2662,07	32,5	1668,61	27,63	1418,31
22...23	34,0	1745,62	28,90	1483,78	32,5	1668,61	27,63	1418,31
23...24	34,0	1745,62	28,90	1483,78	32,5	1668,61	27,63	1418,31
		79939,0269		67948,17287		38244,43233		32507,767

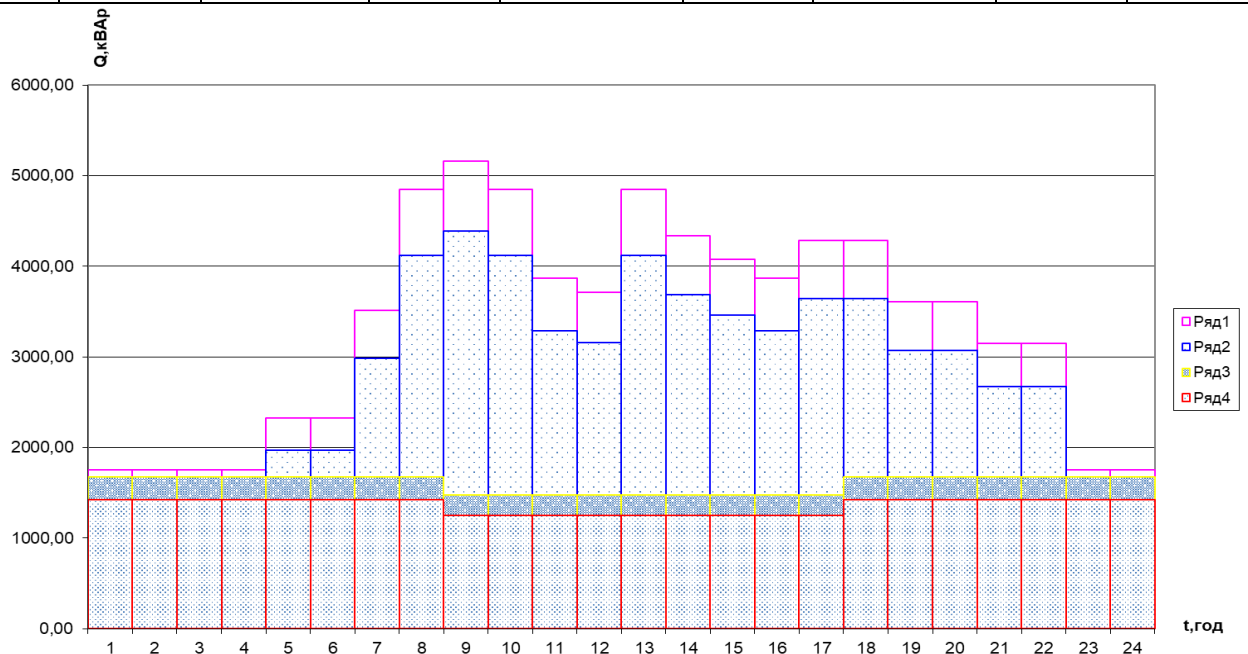


Рис. 1.2 – Реактивне навантаження ГК МОВ (добові графіки): ряд 1- робочі зимові, ряд 2 – робочі літні; ряд 3 – вихідні зимові; ряд 4- вихідні літні (без компенсації).

Таблиця 1.6 – Вихідна інформація для побудови добових графіків ГК МОВ по реактивній потужності Q при встановленні КУ

t, год	$Q_3, \%$	$Q_3, \text{квар}$	$Q_л, \%$	$Q_л, \text{квар}$	$Q_3, \%$	$Q_3, \text{квар}$	$Q_л, \%$	$Q_л, \text{квар}$
	Робочий день				Вихідний день			
0...1	34,0	236,02	28,90	200,62	32,5	225,61	27,63	191,76
1...2	34,0	236,02	28,90	200,62	32,5	225,61	27,63	191,76
2...3	34,0	236,02	28,90	200,62	32,5	225,61	27,63	191,76
3...4	34,0	236,02	28,90	200,62	32,5	225,61	27,63	191,76
4...5	45,0	312,38	38,25	265,52	32,5	225,61	27,63	191,76
5...6	45,0	312,38	38,25	265,52	32,5	225,61	27,63	191,76
6...7	68,0	472,04	57,80	401,23	32,5	225,61	27,63	191,76
7...8	94,0	652,52	79,90	554,64	32,5	225,61	27,63	191,76
8...9	100,0	694,17	85,00	590,04	28,6	198,53	24,31	168,75
9...10	94,0	652,52	79,90	554,64	28,6	198,53	24,31	168,75
10...11	75,0	520,63	63,75	442,53	28,6	198,53	24,31	168,75
11...12	72,0	499,80	61,20	424,83	28,6	198,53	24,31	168,75
12...13	94,0	652,52	79,90	554,64	28,6	198,53	24,31	168,75
13...14	84,0	583,10	71,40	495,64	28,6	198,53	24,31	168,75
14...15	79,0	548,39	67,15	466,14	28,6	198,53	24,31	168,75
15...16	75,0	520,63	63,75	442,53	28,6	198,53	24,31	168,75
16...17	83,0	576,16	70,55	489,74	28,6	198,53	24,31	168,75
17...18	83,0	576,16	70,55	489,74	32,5	225,61	27,63	191,76
18...19	70,0	485,92	59,50	413,03	32,5	225,61	27,63	191,76
19...20	70,0	485,92	59,50	413,03	32,5	225,61	27,63	191,76
20...21	61,0	423,44	51,85	359,93	32,5	225,61	27,63	191,76
21...22	61,0	423,44	51,85	359,93	32,5	225,61	27,63	191,76
22...23	34,0	236,02	28,90	200,62	32,5	225,61	27,63	191,76
23...24	34,0	236,02	28,90	200,62	32,5	225,61	27,63	191,76
		10808,23		9186,99		5170,87		4395,24

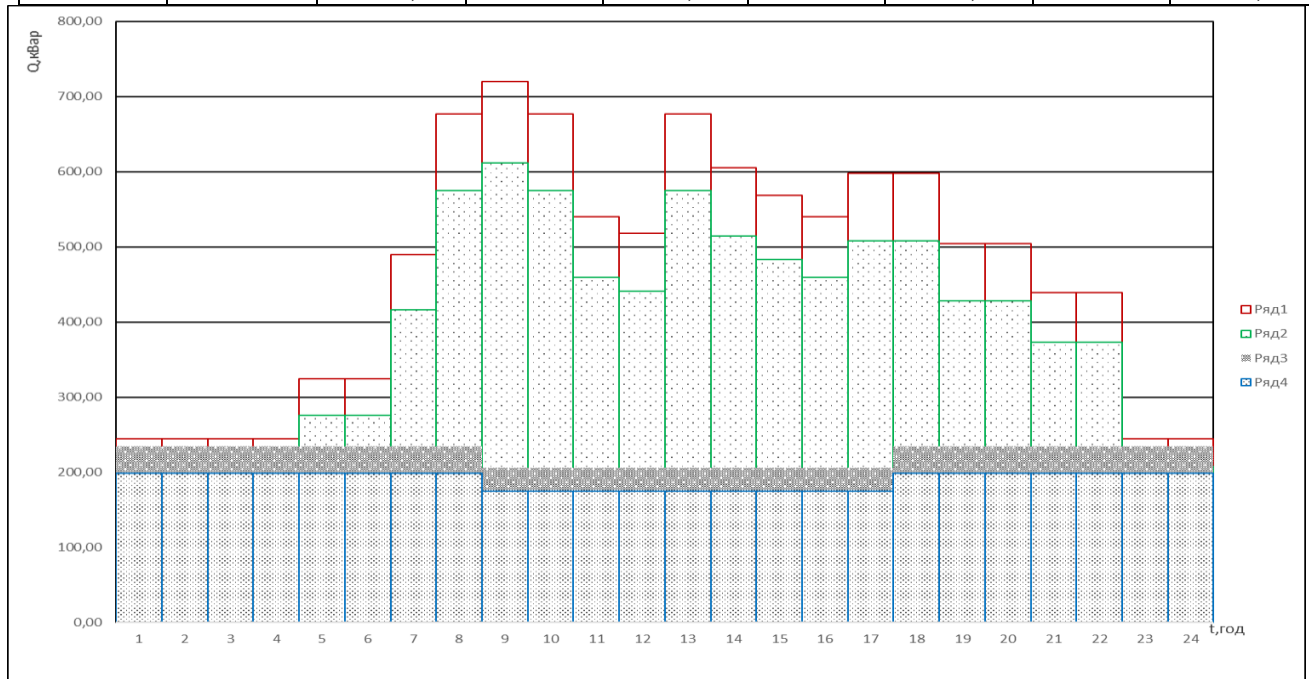


Рис. 1.3 - Реактивне навантаження ГК МОВ (добові графіки з врахуванням компенсації): 1;2 - робочі зимові та літні; 3;4- вихідні зимові та літні

Добовий графік повної потужності розраховується за формулою (1.2), дані розрахунків наведено в таблиці 1.7.

Таблиця 1.7 – Дані для побудови добового графіку повної потужності ГК МОВ

$t, \text{год}$	$S_{з.р.}, \text{кВА}$	$S_{л.р.}, \text{кВА}$	$S_{з.в.}, \text{кВА}$	$S_{л.в.}, \text{ВА}$	$t, \text{год}$	$S_{з.р.}, \text{кВА}$	$S_{л.р.}, \text{кВА}$	$S_{з.в.}, \text{кВА}$	$S_{л.в.}, \text{ВА}$
0..1	1724,90	1466,17	1524,45	1295,78	12...13	4768,85	4053,52	1321,63	1123,39
1... 2	1724,90	1466,17	1524,45	1295,78	13...14	4261,53	3622,30	1321,63	1123,39
2...3	1724,90	1466,17	1524,45	1295,78	14...15	4007,86	3406,68	1321,63	1123,39
3...4	1724,90	1466,17	1524,45	1295,78	15...16	3804,93	3234,19	1321,63	1123,39
4...5	2282,96	1940,52	1524,45	1295,78	16...17	4210,79	3579,17	1321,63	1123,39
5...6	2282,96	1940,52	1524,45	1295,78	17...18	4210,79	3579,17	1524,45	1295,78
6...7	3449,81	2932,34	1524,45	1295,78	18...19	3551,27	3018,58	1524,45	1295,78
7...8	4768,85	4053,52	1524,45	1295,78	19...20	3551,27	3018,58	1524,45	1295,78
8...9	5073,25	4312,26	1321,63	1123,39	20...21	3094,68	2630,48	1524,45	1295,78
9...10	4768,85	4053,52	1321,63	1123,39	21...22	3094,68	2630,48	1524,45	1295,78
10...11	3804,93	3234,19	1321,63	1123,39	22...23	1724,90	1466,17	1524,45	1295,78
11...12	3652,74	3104,83	1321,63	1123,39	23...24	1724,90	1466,17	1524,45	1295,78

В роботі також виконується побудова річного графіку за тривалістю по активній потужності, який дозволяє визначити час найбільших втрат та час використання максимуму навантаження. Загальний вигляд графіку приведено на рис.1.4.

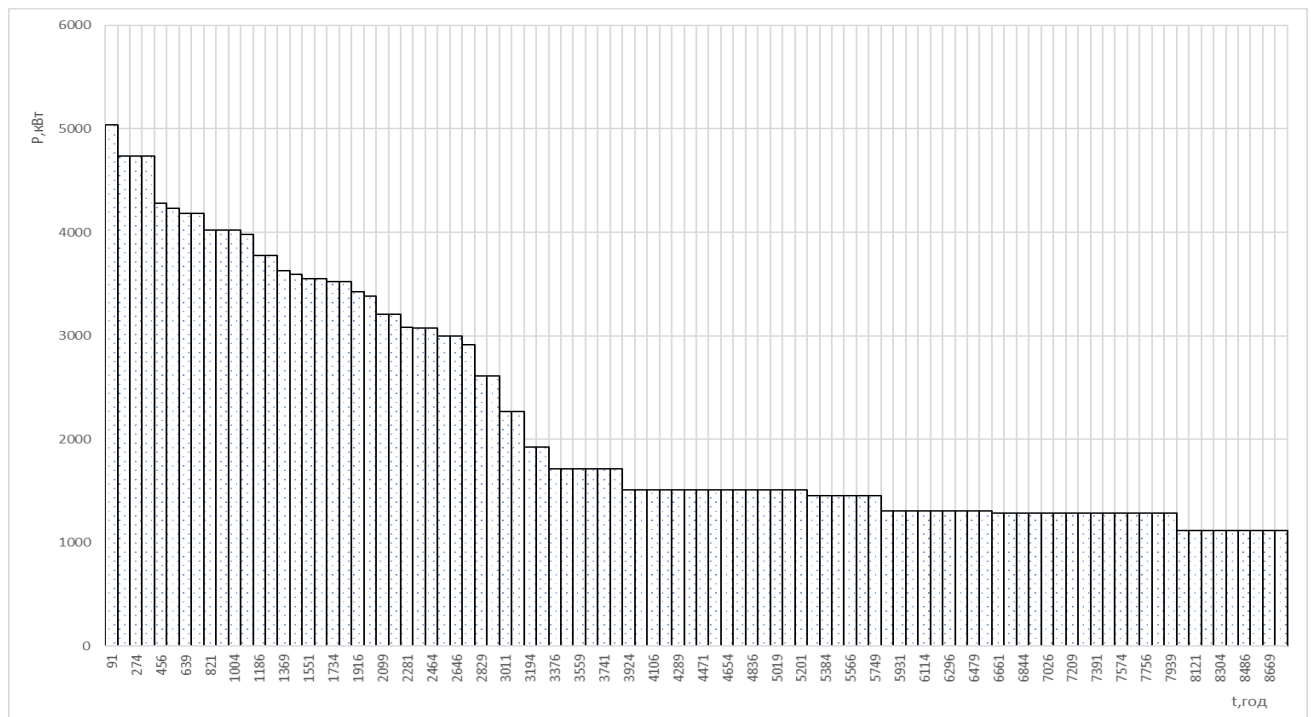


Рис. 1.4 - Річний графік за тривалістю для ГК МОВ по активній потужності

Річні витрати енергії (активної та реактивної) розраховуються для кількості зимових діб - 147 робочих та 65 вихідних; літніх діб - 105 робочих та 48 вихідних.

$$W_p. = \Sigma (P_i \cdot t_i) = 78247,50 \cdot 147 + 66510,38 \cdot 105 + 34374,63 \cdot 65 + 29218,43 \cdot 48 = \\ = 22122807,72 \text{ кВт} \cdot \text{год.}$$

$$V_p. = \Sigma (Q_i \cdot t_i) = 10808,23 \cdot 147 + 9186,99 \cdot 105 + 5170,87 \cdot 65 + 4395,24 \cdot 48 = \\ = 3100521,898 \text{ кВАр} \cdot \text{год.}$$

Час використання максимуму навантаження:

$$T_{м.} = \frac{\sqrt{W_p.^2 + V_p.^2}}{S_p.} = \frac{\sqrt{(22122807,72^2 + 3100521,898^2)}}{5073,25} = 4403,296 \text{ год.}$$

Час найбільших втрат:

$$\tau = \left(0,124 + \frac{T_{м.}}{10^4} \right)^2 \cdot 8760 = \left(0,124 + \frac{4403,296}{10^4} \right)^2 \cdot 8760 = 2789,78 \text{ год.}$$

В даному розділі визначені розрахункові навантаження ГК МОВ та його окремих підрозділів, розраховані основні показники графіків електричних навантажень.

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

2 ПОБУДОВА КАРТОГРАМИ ЕЛЕКТРИЧНИХ НАВАНТАЖЕНЬ ГК МОВ ТА ВИБІР МІСЦЯ РОЗТАШУВАННЯ РП ТА ТП

Картограма електричних навантажень (КЕН) головного корпусу механообробного виробництва допомагає правильно розмістити розподільчий пункт на підприємстві та встановити цехові підстанції максимально наближено до головного навантаження корпусу. Це, в свою чергу, зменшує втрати електроенергії в мережі ГК та підвищує ефективність його роботи.

Користуючись розрахунковими навантаженнями підрозділів ГК МОВ, які були визначені у розділі 1, маємо змогу для кожного відділення визначити радіус кола, який пропорційний сумарному активному навантаженню (силовому та освітлювальному).

Крім того, освітлювальне навантаження вказується окремим сектором кола.

Вибираємо, для прикладу, ділянку збірки когенераційних установок (ДЗКУ) та визначаємо радіус кола та сектор освітлювального навантаження:

- радіус кола для ДЗКУ:

$$R_{\text{дзку}} = \sqrt{(P_{\text{р.дзку}} + P_{\text{осв.дзку}}) / (\pi \cdot m)} = \sqrt{(65,77 + 10,48) / (\pi \cdot 10)} = 1,56 \text{ см}$$

де $m=10$ – масштаб кола, вибирається з врахуванням зручності побудови картограми, кВт/см².

- значення кута сектора освітлювального навантаження ДЗКУ:

$$\alpha_{\text{дзку}} = \frac{360 \cdot P_{\text{осв.дзку}}}{P_{\text{заг.дзку}}} = \frac{360 \cdot 10,48}{76,26} = 49,49^{\circ}$$

Повторюємо аналогічні розрахунки для інших підрозділів та заносимо результати у таблицю 2.1.

Вже на цьому етапі можливо оцінити розподіл електричного навантаження на плані корпусу. Для більш точного визначення центру ЕН,

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

знаходимо центр тяжіння плоских фігур, які позначають відділення на плані.

Для цього можливо скористатися наступними формулами:

$$x_0 = \frac{\sum_{i=1}^n x_i \cdot P_i}{\sum_{i=1}^n P_i}; \quad (2.1)$$

$$y_0 = \frac{\sum_{i=1}^n y_i \cdot P_i}{\sum_{i=1}^n P_i}, \quad (2.2)$$

де $n=12$ - кількість цехів та підрозділів корпусу;

x_i, y_i – координати i -го приміщення корпусу на плані, м;

P_i – загальне розрахункове навантаження цеху, кВт.

Координати ЦЕН головного корпусу МОВ:

$$\begin{aligned} \sum_{i=1}^n x_i \cdot P_i &= 148 \cdot 1228,08 + 62 \cdot 329,70 + 42 \cdot 827,46 + 85 \cdot 1402,20 + 172 \cdot 606,02 + \\ &+ 148 \cdot 76,26 + 170 \cdot 125,15 + 127 \cdot 27,78 + 111 \cdot 50,08 + 8 \cdot 171,81 + 57 \cdot 94,36 + \\ &+ 105 \cdot 79,80 = 517153,02 \text{ м} \cdot \text{кВт} \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} \sum_{i=1}^n y_i \cdot P_i &= 113 \cdot 1228,08 + 113 \cdot 329,70 + 52 \cdot 827,46 + 52 \cdot 1402,20 + 52 \cdot 606,02 + \\ &+ 52 \cdot 76,26 + 89 \cdot 125,15 + 52 \cdot 27,78 + 52 \cdot 50,08 + 73 \cdot 171,81 + 10 \cdot 94,36 + \\ &+ 11 \cdot 79,80 = 357000,54 \text{ м} \cdot \text{кВт}; \end{aligned}$$

$$X_0 = \frac{517153,02}{5018,69} = 103,045 \text{ м};$$

$$Y_0 = \frac{357000,54}{5018,69} = 71,134 \text{ м}.$$

Координати умовного ЦЕН $x_0 = 103,05$ м , $y_0 = 71,13$ м, знаходяться всередині корпусу, це унеможлиблює спорудження там розподільчого пункту. У цьому випадку зміщуємо розташування РП у бік джерела живлення. Всі розрахунки по побудові картограми електричних навантажень приведені в таблиці 2.1. Сама КЕН представлена у презентаційній частині кваліфікаційної роботи.

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

Таблиця 2.1 – Розрахунок КЕН головного корпусу механообробного виробництва.

п/п	Назва підрозділу	$P_{р.ц.}$, кВт	$P_{ов.ц.}$, кВт	$P_{зат.ц.}$, кВт	$X_{ц.}$, м	$Y_{ц.}$, м	a	R, см	$P \cdot X$, м	$P \cdot Y$, м
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
1	Головний корпус МОВ									
1.1	Складальний цех	1173,5	54,58	1228,08	148	113	16,00	6,25	181756,31	138773,40
1.2	Механообробний цех	261,1335	68,56	329,70	62	113	74,87	3,24	20441,25	37255,84
1.3	Ділянка коленвалів	801,8	25,66	827,46	42	52	11,16	5,13	34753,38	43027,99
1.4	Ділянка термічної обробки	1385	17,20	1402,20	85	52	4,42	6,68	119187,27	72914,57
1.5	Ремонтно-механічний цех	596,34	9,68	606,02	172	52	5,75	4,39	104234,89	31512,87
1.6	Ділянка збірки котенерачійних установок	65,7744	10,48	76,26	148	52	49,49	1,56	11286,12	3965,40
1.7	Випробувальна ділянка	123,71	1,44	125,15	170	89	4,14	2,00	21275,50	11138,35
1.8	Склад	26,7	1,08	27,78	127	52	14,00	0,94	3528,06	1444,56
1.9	Лабораторія	45,9	4,18	50,08	111	52	30,02	1,26	5558,44	2603,95
	Всього по ГК									
2	Компресорна	167,484	4,33	171,81	8	73	9,07	2,34	1374,49	12542,25
3	СІГ	88,98	5,38	94,36	57	10	20,51	1,73	5378,29	943,56
4	Адміністрація	75	4,80	79,80	105	11	21,65	1,59	8379,00	877,80
	Разом			5018,69				12,642	517153,02	357000,54

3 ВИБІР НАПРУГИ І ЕЛЕКТРИЧНИХ СХЕМ ЗОВНІШНЬОГО ТА ВНУТРІШНЬОГО ЕЛЕКТРОПОСТАЧАННЯ ГК

Вибір величин напруги живлячих та розподільчих мереж залежить від потужності, яка споживається підприємством, його віддаленості від джерела живлення, напруги джерела живлення, кількості одиночної потужності електроприймачів. Схеми зовнішнього електропостачання обираються з міркування надійності та економічності. Надійність тієї або іншої схеми визначається залежно від категорії споживача.

Якщо у числі споживачів підприємства є хоча б один, що відноситься до першої категорії, то кількість джерел живлення повинна бути не менше двох.

Практично при проектуванні систем електропостачання число можливих варіантів вибору обмежується не більш ніж 2-3 залежно від існуючої напруги у найближчих можливих точках приєднання до енергосистеми.

Оптимальний варіант схеми електропостачання обирається на основі проведення порівняння приведених витрат по кожному варіанту. Критерієм вибору схеми електропостачання промислового підприємства та його структурних підрозділів, а також вибіру напруги, кількості та потужності трансформаторів, перетину кабелю, виду та місця розташування компенсуючих пристроїв та інше є мінімум приведених витрат.

Мінімум приведених витрат в енергетиці визначається таким чином:

$$\Pi_{\text{в}} = C + E_{\text{н}} \cdot K + B + Z \rightarrow \min \quad (3.1)$$

де C – поточні витрати на передачу та розподіл електричної енергії, грн./рік;

$E_{\text{н}} = 0,12$ – нормативний коефіцієнт ефективності капіталовкладень;

K – сумарні капіталовкладення в схему, грн.;

B – вартість втрат електричної енергії, грн.;

Z – збитки від аварійної перерви в електропостачанні, які зумовлено рівнем надійності схеми, грн./рік.

						Арк.
Зм.	Арк.	№ докум.	Підпис.	Дата		30

Із кількох можливих варіантів схеми електропостачання, кращим буде варіант, який забезпечує найменший розмір приведених витрат. Витрати розраховуються тільки за елементами схеми електропостачання, які різняться.

Загальна сума капіталовкладень в кожному окремому випадку визначається за укрупненими показниками вартості всіх елементів схеми.

Вибір напруги та схеми зовнішнього електропостачання.
Електропостачання заводу здійснюється кабельними лініями напругою 10 кВ від підстанції ГОЛТА. Відстань до заводу 500 м. На заводі передбачається установка РП-1. Головний корпус та допоміжні виробництва живляться від РП-1. Тому зовнішнє джерело живлення визначається однозначно.

Вибір схеми внутрішнього електропостачання. Розподільчі кабельні мережі напругою 10 кВ на пром підприємствах можуть бути виконані за різними схемами. Конкретно, це залежить від кількості ТП, їх взаємного розміщення, потужності, вимог надійності, відстані від джерела живлення.

Найбільш доцільний варіант схеми визначається за допомогою техніко-економічних розрахунків. Найбільш поширені види схем - це радіальні та магістральні схеми мереж.

Для техніко-економічного порівняння намічаємо 2 варіанти.

Варіант I. Живлення всіх ТП здійснюється радіальними кабельними лініями від РП-1 10 кВ. Схема представлена на рис. 3.1а).

Варіант II. Живлення ТП здійснюється по магістральній схемі з можливістю переходу на кільцеву схему. Схема представлена на рис. 3.1 б).

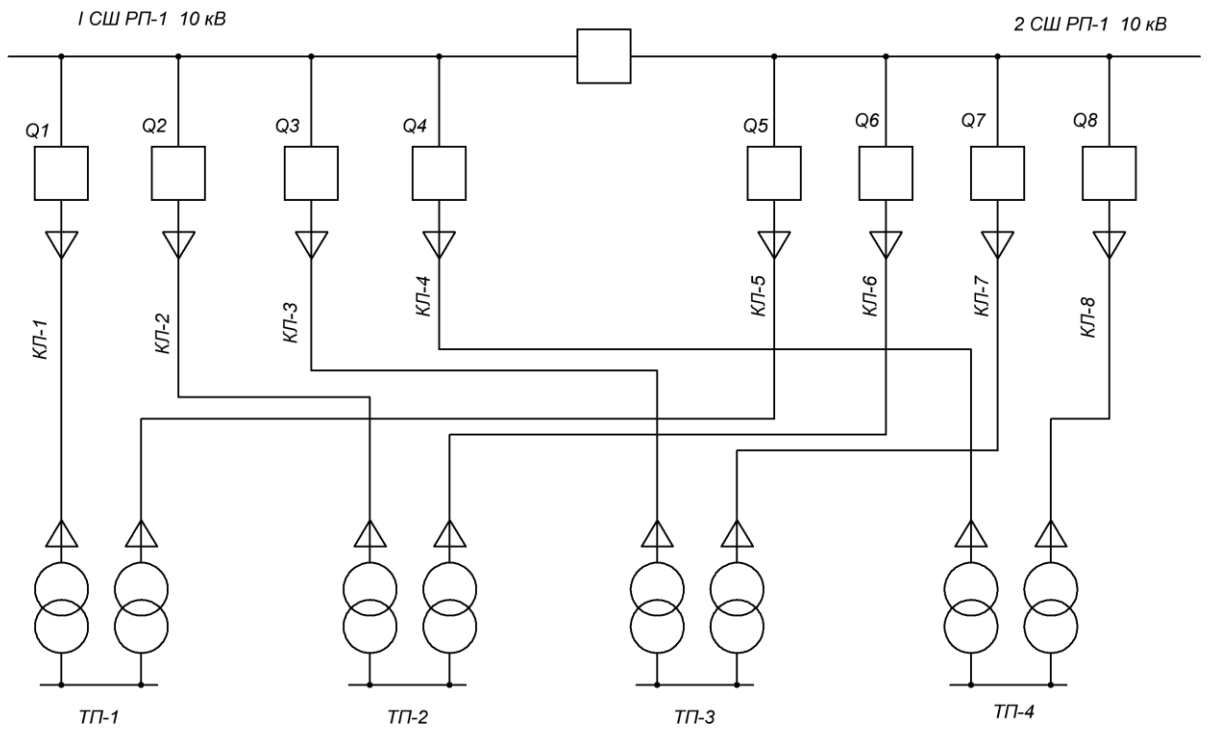
Визначення приведених витрат по варіантам I і II.

Визначимо переріз кабельних ліній до цехових ТП (Варіант I). Відповідно до [5] переріз КЛ визначається за тривало допустимим струмом з перевіркою на перевантаження. КЛ до ТП1:

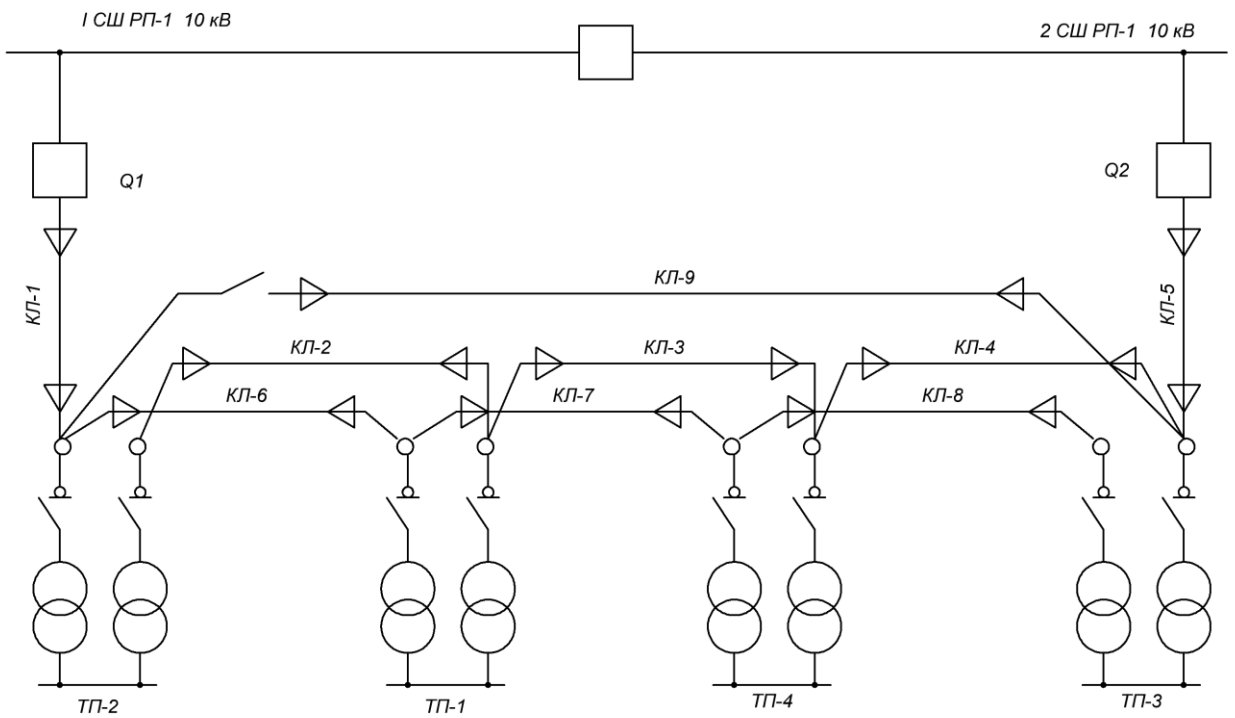
- розрахунковий струм до ТП 1:

$$I_{p.кл1} = \frac{S_{p.mn-1}}{2 \cdot \sqrt{3} \cdot U_{ном}} = \frac{1409,61}{2 \cdot \sqrt{3} \cdot 10,5} = 38,75 \text{ А.}$$

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



а)



б)

Рис. 3.1 – Варіанти живлення КТП головного корпусу МОВ:

а) радіальна схема; б) змішана схема.

Зм.	Арк.	№ докум.	Підпис.	Дата

Приймаємо до прокладання кабель марки ААШв [8] перерізом $3 \times 35 \text{ мм}^2$.
Тривало допустимий струм: $I_{\text{тр.доп.}} = 115 \text{ А}$; питомі втрати потужності: $\Delta p_0 = 42 \text{ кВт/км}$.

Завантаження кабелю в нормальному режимі:

$$k_z = \frac{I_p}{I_{\text{тр.доп.}}} = \frac{38,75}{115} = 0,34 \text{ А.}$$

Перевіряємо кабель в нормальному режимі за нагрівом:

$$I_p = 38,75 \text{ А} \leq k_n \cdot I_{\text{тр.доп.}} = 0,9 \cdot 115 = 103,5 \text{ А.}$$

Перевіряємо кабель в аварійному режимі:

$$I_{p.\text{ав.}} = 2 \cdot I_p = 2 \cdot 38,75 = 77,5 \text{ А} \leq k_{\text{ав.н}} \cdot k'_n \cdot I_{\text{тр.доп.}} = 1,25 \cdot 1 \cdot 115 = 143,75 \text{ А.}$$

Кабель відповідає умовам вибору. Розрахунок перерізів інших кабельних ліній зведено до таблиці 3.1 (по першому варіанту) та таблиці 3.2 (по другому варіанту).

У якості прикладу для другого варіанту розраховано вибір кабельної лінії КЛ1:

$$I_{p.\text{кл1}} = \frac{S_{p.\text{ск.}}}{2 \cdot \sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}}} = \frac{5073,25}{2 \cdot \sqrt{3} \cdot 10,5} = 139,48 \text{ А.}$$

де S_p – сумарне навантаження ТП-1-ТП 4 відповідно до магістральної схеми.

Приймаємо до прокладання кабель марки ААШв [8] перерізом $3 \times 50 \text{ мм}^2$.
Технічні параметри: $I_{\text{тр.доп.}} = 175 \text{ А}$; $\Delta p_0 = 44 \text{ кВт/км}$.

Завантаження кабелю в нормальному режимі:

$$k_z = \frac{I_p}{I_{\text{тр.доп.}}} = \frac{139,48}{175} = 0,78;$$

$$I_p = 139,48 \text{ А} \leq k_n \cdot I_{\text{тр.доп.}} = 0,9 \cdot 175 = 157,5 \text{ А.}$$

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

Таблиця 3.1- Розрахунок перерізу кабельних ліній 10 кВ (варіант 1)

№ ТП	№ КЛ	Навантаження			$k_{\text{п}}$	$k_{\text{ап}}$	$k'_{\text{п}}$	Марка та переріз кабелю	Тривало допустимий струм $I_{\text{гр.доп}}$, А	$k_{\text{п}} \cdot I_{\text{гр.доп}}$	$k_{\text{ап}} \cdot k'_{\text{п}} \cdot I_{\text{гр.доп}}$	k_3
		Нормальний режим		Аварійний режим $I_{\text{ав}}, \text{А}$								
		$S_{\text{р}}, \text{кВА}$	$I_{\text{р}}, \text{А}$						$I_{\text{ав}}, \text{А}$			
ТП 1	КЛ 1 КЛ 5	1409,61	38,75	77,51	0,9	1,25	1	ААШВ-10 (3x35)	115	103,5	143,75	0,34
ТП 2	КЛ 2 КЛ 6	1455,96	40,03	80,06	0,9	1,25	1	ААШВ-10 (3x35)	115	103,5	143,75	0,35
ТП 3	КЛ 3 КЛ 7	1391,42	38,25	76,51	0,9	1,25	1	ААШВ-10 (3x35)	115	103,5	143,75	0,33
ТП 4	КЛ 4 КЛ 8	1391,42	38,25	76,51	0,9	1,25	1	ААШВ-10 (3x35)	115	103,5	143,75	0,33

Таблиця 3.2- Розрахунок перерізу кабельних ліній 10 кВ (варіант 2)

№ ТП	№ КЛ	Навантаження			$k_{п}$	$k_{ап}$	$k'_{п}$	Марка та переріз кабелю	Тривало допустимий струм $I_{гр.доп. А}$	$k_{п} \cdot I_{гр.доп}$	$k_{ап} \cdot k'_{п} \cdot I_{гр.доп}$	k_3
		Нормальний режим		Аварійний режим								
		$S_p, кВА$	$I_p, А$	$I_{ав}, А$								
ТП 1	КЛ 1	2536,62	139,48	278,96	0,9	1,25	1	ААШВ-10 (3x120)	240	216	300	0,58
ТП 1	КЛ 2	704,80	38,75	77,51	1	1,25	1	ААШВ-10 (3x35)	115	115	143,75	0,34
ТП 2	КЛ 3	1268,31	69,74	139,48	0,9	1,25	1	ААШВ-10 (3x50)	140	126	175	0,50
ТП 4	КЛ 4	1902,47	104,61	209,22	0,85	1,25	1	ААШВ-10 (3x95)	205	174,25	256,25	0,51
ТП 3	КЛ 5	2536,62	139,48	278,96	0,9	1,25	1	ААШВ-10 (3x120)	240	216	300	0,58
ТП 2	КЛ 6	1902,47	104,61	209,22	0,85	1,25	1	ААШВ-10 (3x95)	205	174,25	256,25	0,51
ТП 4	КЛ 7	1268,31	69,74	139,48	0,9	1,25	1	ААШВ-10 (3x50)	140	126	175	0,50
ТП 3	КЛ 8	695,71	38,25	76,51	1	1,25	1	ААШВ-10 (3x35)	115	115	143,75	0,33

$$I_{p.ав.} = 2 \cdot I_p = 2 \cdot 139,48 = 278,96A \leq k_{ав.н} \cdot k'_n \cdot I_{тр.дон} = 1,25 \cdot 1 \cdot 175 = 218,75A.$$

Умова не виконується, приймаємо наступний більший переріз кабелю ААШВ-10 (3×70) мм². $I_{тр.дон.} = 210$ А; $\Delta p_0 = 44$ кВт/км. Повторюємо перевірку:

$$I_{p.ав.} = 2 \cdot I_p = 2 \cdot 139,48 = 278,96A \leq k_{ав.н} \cdot k'_n \cdot I_{тр.дон} = 1,25 \cdot 1 \cdot 210 = 262,5A.$$

Умова не виконується, наступний переріз: ААШВ-10 (3×120) мм². $I_{тр.дон.} = 240$ А; $\Delta p_0 = 50$ кВт/км. Повторюємо перевірку:

$$I_{p.ав.} = 2 \cdot I_p = 2 \cdot 139,48 = 278,96A \leq k_{ав.н} \cdot k'_n \cdot I_{тр.дон} = 1,25 \cdot 1 \cdot 240 = 300A.$$

Визначаємо втрати потужності в КЛ, втрати електроенергії та вартість втрат електроенергії:

- приклад для першого варіанту:

$$\Delta P_{кл1} = \Delta p_0 \cdot n \cdot l \cdot k_3^2 = 42 \cdot 1 \cdot 0,01 \cdot 0,34^2 = 0,097 \text{ кВт.}$$

$$\Delta E_{кл1} = \Delta P_{кл1} \cdot \tau_{max} = 0,097 \cdot 2789,78 = 266,136 \text{ кВт·год.}$$

$$C_{кл1} = \Delta E_{кл1} \cdot C_0 = 270,9 \cdot 8,523 \cdot 10^{-3} = 2,268 \text{ тис.грн.}$$

- приклад для другого варіанту:

$$\Delta P_{кл1} = \Delta p_0 \cdot n \cdot l \cdot k_3^2 = 42 \cdot 1 \cdot 0,01 \cdot 0,58^2 = 0,365 \text{ кВт.}$$

$$\Delta E_{кл1} = \Delta P_{кл1} \cdot \tau_{max} = 0,365 \cdot 2789,78 = 1017,65 \text{ кВт·год.}$$

$$C_{кл1} = \Delta E_{кл1} \cdot C_0 = 1017,65 \cdot 8,523 \cdot 10^{-3} = 8,673 \text{ тис.грн.}$$

Сумарні втрати енергії за першим варіантом надано в таблиці 3.3, за другим варіантом – таблиця 3.4.

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

Таблиця 3.3 – Вартість втрат електроенергії в КЛ за 1-м варіантом

n КЛ	k_3	I_p , А	l_{Σ} , км	$\Delta P_{\text{кл}}$, кВт	$\Delta E_{\text{кл}}$, кВт·год	$C_{\text{втр.кл.}}$, тис.грн
КЛ-1,5	0,34	38,75	0,02	0,097	270,9	2,268
КЛ-2,6	0,35	40,03	0,48	2,442	6814,200	58,077
КЛ-3,7	0,33	38,25	0,68	3,160	8816,655	75,144
КЛ-4,8	0,33	38,25	1,08	5,019	14002,922	119,347
Разом					29899,913	254,837

Таблиця 3.4 – Вартість втрат електроенергії в КЛ за 2-м варіантом

n КЛ	k_3	I_p , А	l_{Σ} , км	$\Delta P_{\text{кл}}$, кВт	$\Delta E_{\text{кл}}$, кВт·год	$C_{\text{втр.кл.}}$, тис.грн
КЛ 1	0,58	139,48	0,02	0,365	1017,647	8,673
КЛ 2	0,34	38,75	0,24	1,145	3193,632	27,219
КЛ 3	0,50	69,74	0,46	5,022	14011,690	124,614
КЛ 4	0,51	104,61	0,2	2,604	7264,586	65,012
КЛ 5	0,58	139,48	0,34	6,201	17300,006	147,448
КЛ 6	0,51	104,61	0,24	3,125	8717,503	74,299
КЛ 7	0,50	69,74	0,46	5,022	14011,690	124,614
КЛ 8	0,33	38,25	0,2	0,929	2593,134	23,206
Разом					68109,889	595,086

Виконуємо розрахунок капітальних вкладень та поточних вкладень за методикою, що наведена в [1] для першого та другого варіантів у вигляді таблиці 3.5.

Далі визначаються приведені витрати (формула 3.1) за варіантами електропостачання корпусу (збитки від аварійної перерви в електропостачанні для варіантів внутрішнього електропостачання корпусу не враховуються).

$$P_{\text{в1}} = 425,64 + 0,12 \cdot 3216,38 + 254,837 = 1066,44 \text{ тис.грн.}$$

$$P_{\text{в2}} = 339,54 + 0,12 \cdot 3046,1 + 595,086 = 1300,16 \text{ тис.грн.}$$

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

Таблиця 3.5 - Розрахунок капітальних вкладень та поточних витрат за варіантами схем електропостачання

№	Елемент схеми	Одиниця вимірювання	Кількість	Питома вартість, т. грн.	Всього, т. грн.	Н _а , %	Н _е , %	Н _{а.с.} , %	С, т. грн.
Варіант 1	Шафи з вимикачами	шт.	8	130	1040	15	5	20	217,64
	Кабель ААШв-10 (3х35)	м	2260	0,963	2176,38	5	5	10	208
	Всього	—			3216,38				425,64
Варіант 2	Шафи з вимикачами	шт.	2	130	260	15	5	20	21,78
	Вимикач навантаження	шт.	8	9,9	79,2	15	5	20	15,84
	Роз'єднувач 10 кВ	шт.	1	10,1	10,1	15	5	20	2,02
	Кабель ААШв-10 (3х120)	м	360	1,691	608,76	5	5	10	60,88
	Кабель ААШв-10 (3х95)	м	450	1,462	657,9	5	5	10	65,79
	Кабель ААШв-10 (3х50)	м	920	1,073	987,16	5	5	10	98,72
	Кабель ААШв-10 (3х35)	м	460	0,963	442,98	5	5	10	44,3
Всього	—				3046,1				339,54

Результати розрахунків наведено у таблиці 3.6.

Таблиця 3.6 - Техніко-економічні показники схем електропостачання ГК
МОВ

№	Показники	Одиниця Вимірювання	Варіант схеми	
			1	2
1	Кап. вкладення	тис.грн.	3216,38	3046,1
2	Поточні витрати	тис.грн.	425,64	339,54
3	Вартість втрат електроенергії	тис.грн.	254,837	595,086
4	Приведені витрати	тис.грн.	1066,44	1300,16

Таким чином перший варіант схеми електропостачання є більш вигідним за розрахунками приведених витрат, радіальні схеми є більш надійними та зручними в експлуатації. Тому остаточно, приймаємо варіант радіальної схеми електропостачання головного корпусу МОВ.

4 КОМПЕНСАЦІЯ РЕАКТИВНОЇ ПОТУЖНОСТІ В СИСТЕМІ ЕЛЕКТРОПОСТАЧАННЯ ГОЛОВНОГО КОРПУСУ МОВ

4.1 Баланс реактивної потужності ГК механообробного виробництва та вибір пристроїв компенсації

При розподілу компенсуючих пристроїв в мережі 10 кВ та 0,4 кВ враховуються вартість БСК та втрат електроенергії, витрати на встановлення додаткових трансформаторних підстанцій та комутаційного обладнання [1]. Приймається до розгляду три варіанти: з найменшою кількістю трансформаторів, збільшеною на 1 трансформатор та збільшеною на 2 трансформатори.

Спочатку розраховуємо реактивну потужність, яка передається від системи (при значенні показника $tg\varphi_c = 0,15$):

$$Q_c = P_{p.10.гк} \cdot tg\varphi_c = 5025,53 \cdot 0,15 = 753,63 \text{ кВАр.}$$

Мінімальна кількість трансформаторів, що потрібно встановити в корпусі:

$$n_{\min.гк} = P_{p.0,4.гк} / (K_3 \cdot S_{TP.гк}) = 4969,12 / (0,7 \cdot 1000) = 7,2 \text{ шт.}$$

Вибираємо чотири двотрансформаторних підстанції з 8 трансформаторами потужністю 1000 кВА.

Для першого варіанту визначаємо реактивну потужність, яку можливо передати в мережу ГК 0,4 кВ:

$$Q_{п1} = \sqrt{(n \cdot S_{mp} \cdot k_3)^2 - P_{p.0,4}^2} = \sqrt{(8 \cdot 1000 \cdot 0,7)^2 - 4969,12^2} = 2582,22 \text{ кВАр.}$$

Встановлена потужність БСК у мережі 0,4 кВ ГК МОВ визначається за формулою:

$$Q_{ку 0,4} = Q_n - Q_{п1} = 4832,36 - 2582,22 = 2250,13 \text{ кВАр.}$$

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

Враховуючи стандартні потужності конденсаторних устаткувань, приймаємо до встановлення $Q_{ку,0,4 ст} = 2720$ квар: 2х400 кВАр, 2х240 кВАр, 4х360 кВАр.

Уточнюємо значення передаваної потужності:

$$Q'_п = Q_{н.0,4} - Q_{ку.0,4. ст} = 4832,36 - 2720 = 2112,36 \text{ кВАр.}$$

Доцільна потужність компенсуючих пристроїв в мережі ГК 10 кВ:

$$Q_{ку.10} = Q_{р.10} - Q_{ку.0,4. ст} - Q_{сист.} = 5134,17 - 2720 - 753,63 = 1660,34 \text{ кВАр.}$$

До встановлення приймається потужність високовольтних БСК 1800 кВАр: 2 х УКРМ 10,5 – 900 - УЗ.

Визначаємо втрати активної потужності (ΔP) на компенсацію:

- у низьковольтних БСК:

$$\Delta P_{ку.0,4} = \Delta P_{пит.0,4} \cdot Q_{ку.0,4} = 0,0045 \cdot 2720 = 12,24 \text{ кВт.}$$

- у високовольтних конденсаторних установках:

$$\Delta P_{ку.10} = \Delta P_{пит.10} \cdot Q_{ку.10} = 0,003 \cdot 1800 = 5,4 \text{ кВт.}$$

- в цехових трансформаторних підстанціях ГК:

$$\Delta P_{пт.} = (Q'_п)^2 \cdot R_{екв.} / U_{ном.}^2 = 2112,36^2 \cdot 145 \cdot 10^{-6} / 10^2 = 6,47 \text{ кВт,}$$

де $R_{екв} = (\Delta P_{кз} \cdot U_{ном.}^2) / (N_{тр} \cdot S_{ном. тр.}^2) = (10,8 \cdot 10^2) / (8 \cdot 1000^2) = 145 \cdot 10^{-6} \text{ ком.}$

Визначаємо вартість КТП та конденсаторних батарей:

- для низьковольтних БСК:

$$K_{ку.0,4} = \sum n_{ку.0,4.i} \cdot K_{ку.0,4.i} = 2 \cdot 98,82 + 4 \cdot 154,34 + 2 \cdot 141,975 = 1098,95 \text{ тис. грн;}$$

- для високовольтних конденсаторних батарей:

$$K_{ку.10.} = \sum n_{ку.10.i} \cdot K_{ку.10.i} = 2 \cdot 1315,35 = 2630,7 \text{ тис. грн;}$$

- для чотирьох комплектних трансформаторних підстанцій корпусу:

$$K_{кпт.} = n_{пт(1)} \cdot K_{пт(1)} + n_{пт(2)} \cdot K_{пт(2)} = 0 \cdot 650 + 4 \cdot 1234 = 4936 \text{ тис. грн.,}$$

						Арк.
Зм.	Арк.	№ докум.	Підпис.	Дата		41

де $n_{\text{КТП}(1)}$, $K_{\text{КТП}(1)}$ – кількість та вартість КТП з одним трансформатором;

$n_{\text{КТП}(2)}$, $K_{\text{КТП}(2)}$ – кількість та вартість двотрансформаторних підстанцій.

Розрахункові витрати на компенсацію реактивної потужності:

$$Z_{\text{ікрп}} = E_{\text{норм.}} \cdot (K_{\text{КТП}} + K_{\text{ку.10.}} + K_{\text{ку.0,4.}}) + (\Delta P_{\text{ку.10.}} + \Delta P_{\text{ку.0,4.}} + \Delta P_{\text{КТП.}}) \cdot C_0 \cdot \tau_{\text{max}} =$$

$$= 0,12 \cdot (4936 + 2630,7 + 1098,95) + (5,4 + 12,24 + 6,47) \cdot 8,523 \cdot 10^{-3} \cdot 2789,78 =$$

$$= 1613,148 \text{ тис. грн.}$$

Для 2-го варіанту розміщення компенсуючих пристроїв ГК МОВ зі збільшеною кількістю трансформаторів (9 штук) та для третього варіанту (10 штук) виконуємо аналогічні розрахунки та зводимо їх до таблиць 4.1 та 4.2.

Таблиця 4.1- Розрахунок варіантів КРП для головного корпусу.

№ варіанту	$n_{\text{ТР}}/ S_{\text{ТР}}$, кВА	$Q_{\text{с.}}$, кВАр	$Q_{\text{п1.}}/Q'_{\text{пф}}$, кВАр	$Q_{\text{ку.0,4 п}}/Q_{\text{ку.0,4ст.}}$, кВАр	$Q_{\text{ку.10 п}}/ Q_{\text{ку.10ст.}}$, кВАр
1	8/1000	753,63	2582,22/2112,36	2250,13/2720	1779,6/1800
2	9/1000	753,63	3872,71/3832,36	959,65/1000	3519,60/3600
3	10/1000	753,63	4930,30/4832,36	-97,95/ 0	4519,6/4500

Таблиця 4.2 – Визначення втрати потужності, вартості обладнання та зведених витрат.

№ вар.	Кіл-ть ТР	$\Delta P_{\text{ку.0,4.}}$, кВт	$\Delta P_{\text{ку.10.}}$, кВт	$R_{\text{СКВ}}$, Ом	$\Delta P_{\text{тп.гк}}$, кВт	$K_{\text{ку.0,4.}}$, тис. грн.	$K_{\text{ку.10.}}$, тис. грн.	$K_{\text{КТП}}$, тис. грн.	Z_{i} , тис. грн.
1	8	12,24	5,4	145	6,47	1098,95	2630,7	4936	1613,148
2	9	4,5	10,8	128,89	18,93	682,84	5261,4	5586	2197,522
3	10	0	13,5	116	27,09	0	6576,75	6170	2527,99

Остаточню приймаємо 1-й варіант розрахунків, оскільки:

$$Z_1 = 1613,148 \text{ тис.грн.} \leq Z_2 = 2197,522 \text{ тис.грн.} \leq Z_3 = 2527,99 \text{ тис.грн.}$$

Встановлені за першим варіантом БСК дозволяють отримати потрібний рівень компенсації:

$$\text{tg} \varphi_2 = \frac{Q_{\text{р.гк}}}{P_{\text{р.гк}}} = \frac{694,17}{5025,53} = 0,138 \leq \text{tg} \varphi_c = 0,15 \text{ кВАр.}$$

4.2 Вибір кількості, потужності та місця розташування КП головного корпусу МОВ

Далі розглянемо розрахунок одиничної потужності низьковольтних конденсаторів та їх розміщення по ТП.

Для прикладу визначимо РП низьковольтних конденсаторів, які необхідно встановити на КТП-1 ГК МОВ:

$$Q_{n.ктт1} = \sqrt{(n \cdot S_m \cdot K_{з.ктт1})^2 - P_{н.ктт1}^2} =$$

$$= \sqrt{(2 \cdot 1000 \cdot 0,7)^2 - 1140,08^2} = 812,544 \text{ кВАр};$$

$$Q_{ку.0,4. ктт1} = Q_n - Q_p = 1214,88 - 812,544 = 402,336 \text{ кВАр}.$$

На шинах 0,4 кВ КТП-1 ГК МОВ встановлюємо $Q_{ку.0,4.ктт1} = 480$ кВАр., тобто 2 БСК по 240 квар, тип: УКРМ (АКУ) 0,4-240-20. Для КТП-2-4 повторюємо аналогічні розрахунки та зводимо їх у таблицю 4.3.

Таблиця 4.3 – Розподіл компенсуючих пристроїв 0,4 кВ по КТП ГК МОВ

№ КТП	$n_{тр}$	$P_{р.ктт.і}$ кВт	$Q_{р.ктт.і}$, кВАр	$Q_{пi}$, кВАр	$Q_{ку.розр.}$, кВАр	$Q_{ку.дійсн.}$, кВАр
1	2	1140,08	1214,88	812,544	402,336	480
2	2	1228,08	1400,37	672,169	728,2	800
3	2	1299,056	1106,09	521,970	584,123	720
4	2	1299,056	1106,09	521,970	584,123	720

Продовження таблиці 4.3.

№ КТП	$n_{бск}$	Марка БСК	$Q_{р.ктт.і}$ з ку, кВАр	$S_{р.ктт.і}$ з ку, кВА	$K_{з.ктт.і}$
1	2	2хУКРМ (АКУ) -0,4-240-20	734,88	1356,40	0,678
2	2	2хУКРМ (АКУ) -0,4-400-40	600,37	1366,98	0,683
3	2	2хУКРМ (АКУ) -0,4-360-40	386,09	1355,22	0,678
4	2	2хУКРМ (АКУ) -0,4-360-40	386,09	1355,22	0,678

5 ТРАНСФОРМАТОРНІ ПІДСТАНЦІ ГОЛОВНОГО КОРПУСУ МОВ

5.1 Вибір цехових трансформаторних підстанцій ГК МОВ, потужності та кількості

Для електроспоживачів ГК МОВ виконується вибір тільки цехових підстанцій, варіанти живлення яких було детально розглянуто у 3 розділі БР. Основним критерієм вибору є розрахункове навантаження споживачів, умови експлуатації, характер навантаження, тип трансформатора, його економічність та надійність. Скористаємося методикою вибору, що наведено в [1].

Орієнтовно визначаємо номінальну потужність трансформатору відповідно до питомої густини розрахункового навантаження:

$$S_{\text{пит.}} = \frac{S_p}{F} = \frac{5073,25}{38170} = 0,13.$$

Таке значення питомої густини $S_{\text{пит.}} \leq 0,2$ кВА/м² розрахункового навантаження підтверджує доцільність встановлення трансформаторів потужністю $S_{\text{ном.тр.}} = 1000$ кВА, яке було прийнято у попередніх розділах (1 та 4) для ГК МОВ. На вибір вплинуло також розміщення виробничих приміщень, наявність місця для встановлення підстанцій, умови навколишнього середовища, можливість наближення ТП до цехових електроприймачів.

Перевіримо на прикладі ТП-1 ГК МОВ вибір цехових трансформаторів.
Умова перевірки:

- за систематичним навантаженням:

$$S_{\text{ном.тр.тп-1}} = 1000 \text{ кВА} \geq S_{p.\text{тп-1}} / k_1 / n = 1409,61 / 2 / 1,08 = 652,6 \text{ кВА},$$

де $k_1 = 1,08$ – значення коефіцієнту для 2-х змінного режиму роботи;

- за допустимим аварійним перевантаженням:

$$S_{\text{ном.тр.тп-1}} = 1000 \text{ кВА} \geq K_{1;2} \cdot S_{p.\text{тп-1}} / k_2 = 0,9 \cdot 1409,61 / 1,4 = 906,2 \text{ кВА},$$

де $k_2 = 1,4$ – значення коефіцієнту, що враховує тривалість аварійного перевантаження; $K_{1;2}$ – частка споживачів I та II категорії електропостачання.

Умови перевірки виконуються.

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

Завантаження трансформатору ТП-1 у нормальному режимі:

$$k_{з.тп-1} = \frac{S_p}{n \cdot S_{ном}} = \frac{1409,61}{2 \cdot 1000} = 0,705.$$

Інші цехові ТП вибрано аналогічно, результати розрахунків у таблиці 5.1.

Таблиця 5.1 - Вибір трансформаторів цехових ТП головного корпусу МОВ

ТП	$S_{розр.тп}$, кВА	n , шт	Тип та потужність ТР	$S_{ном}$, кВА	$k_{з.тп}$	$S_{сист.пер.}$	$S_{ав.пер.}$
1	1409,61	2	ТМ-1000/10/0,4	1000	0,705	652,60	906,18
2	1455,96	2	ТМ-1000/10/0,4	1000	0,728	674,06	935,97
3	1391,42	2	ТМ-1000/10/0,4	1000	0,696	644,18	894,48
4	1391,42	2	ТМ-1000/10/0,4	1000	0,696	644,18	894,48

5.2 Розташування та компоновка КТП головного корпусу МОВ

Зазвичай цехові трансформаторні підстанції розміщуються ближче до навантаження, всередині цеху або прибудовуються до нього. Більш детально оцінити розташування ТП можливо з врахуванням картограми електричних навантажень, яка показує концентрацію максимального навантаження корпусу.

Остаточню приймаємо встановлення цехових ТП:

- ТП-1 механообробний цех;
- ТП-2 складальний цех;
- ТП-3 ділянка термічної обробки;
- ТП-4 ремонтно-механічний цех.

В ГК МОВ встановлюються комплектні трансформаторні підстанції (КТП), що представляють собою готовий до встановлення модуль, який включає до свого складу силовий трансформатор, вводно-розподільчі пристрої (високої та низької напруги), захисну автоматику. Все монтується в одному корпусі (металевому або бетонному).

Перевагами таких підстанцій є компактність і швидкий монтаж, нижчі витрати на проектування та будівництво, мобільність та можливість переміщення, мінімальні втрати енергії, безпека, надійність та можливість автоматизації.

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

Такі підстанції дозволяють встановлення лічильників активної та реактивної енергії, мають захист від перенапруг, КЗ, перегріву, автоматику повторного включення (АПВ). КТП можуть бути оснащені системами дистанційного керування, контролю навантаження, телеметрією.

В роботі прийняті трансформатори марки ТМ-1000/10/0,4 ЛТЗ [7]. Зовнішній вигляд трансформатора представлено на рис. 5.1.



Трансформатор надійний та продуктивний. Корпус по периметру оснащений сталевими пластинами для покращення охолодження. Регулювання напруги здійснюється перемиканням без збудження (ПБЗ) при повністю вимкненому трансформаторі від мережі з боку високої і низької напруги, на величину $\pm 2,5-5\%$ від номінального значення. Суттєвою перевагою такого трансформатора є низька вартість.

Рисунок 5.1 – Зовнішній вигляд трансформатора ТМ-1000/10/0,4

Технічні параметри трансформатора ТМ-1000/10/0,4 наведено у таблиці 5.2.

Таблиця 5.2 - Технічні характеристики ТМ-1000/10/0,4

S, кВ·А	Напруга		f, Гц	Втрати		u _к , %	i _{хх} , %
	U _{вн} , кВ	U _{нн} , кВ		ΔP _{хх} , Вт	ΔP _{кз} , Вт		
1000	10	0,4	50	2000	10800	5,5	1,2

Таким чином, у розділі виконано вибір та перевірку трансформаторів ТМ-1000/10/0,4, їх технічні характеристики та місце встановлення.

6 СТРУМИ КЗ В СИСТЕМІ ЕЛЕКТРОПОСТАЧАННЯ ГОЛОВНОГО КОРПУСУ МОВ, ВИБІР ВИСОКОВОЛЬТНИХ МЕРЕЖ, ОБЛАДНАННЯ, ВИМІРЮВАЛЬНИХ ТРАНСФОРМАТОРІВ

6.1 Визначення струмів КЗ в системі електропостачання ГК МОВ

Розрахунок струмів короткого замикання є основою для вибору кабелів, електричних апаратів, уставок автоматики та релейного захисту системи електропостачання головного корпусу МОВ.

Для початку необхідно визначити струм трифазного короткого замикання [1], зокрема:

- діюче значення періодичної складової струму КЗ за перший період:

$$I_{no} = I'' = \frac{E_{\Sigma}''}{\sqrt{3} \cdot x_{рез.б}} \quad (6.1)$$

де E_{Σ}'' - значення результуючої надперехідної ЕРС;

$x_{рез.б}$ - результуючий опір, що приведений до базисних умов;

- ударний струм КЗ:

$$i_y = \sqrt{2} \cdot I'' \cdot \left(1 + e^{\frac{-0,01}{T_a}} \right) \quad (6.2)$$

- де T_a – величина сталої часу затухання аперіодичної складової:

$$T_a = \frac{x_{рез}}{\omega \cdot r_{рез}} \quad (6.3)$$

де $x_{рез}, r_{рез}$ – відповідно значення результуючих індуктивного та активного опорів кола КЗ.

На схемі електропостачання, яка наведена на рис. 6.1, виділено основні точки розрахунку КЗ:

$K1$ — шини 10 кВ розподільчого пристрою (РП),

$K2-K5$ — шини 10 кВ трансформаторних підстанцій ТП-1-5 (відповідно).

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

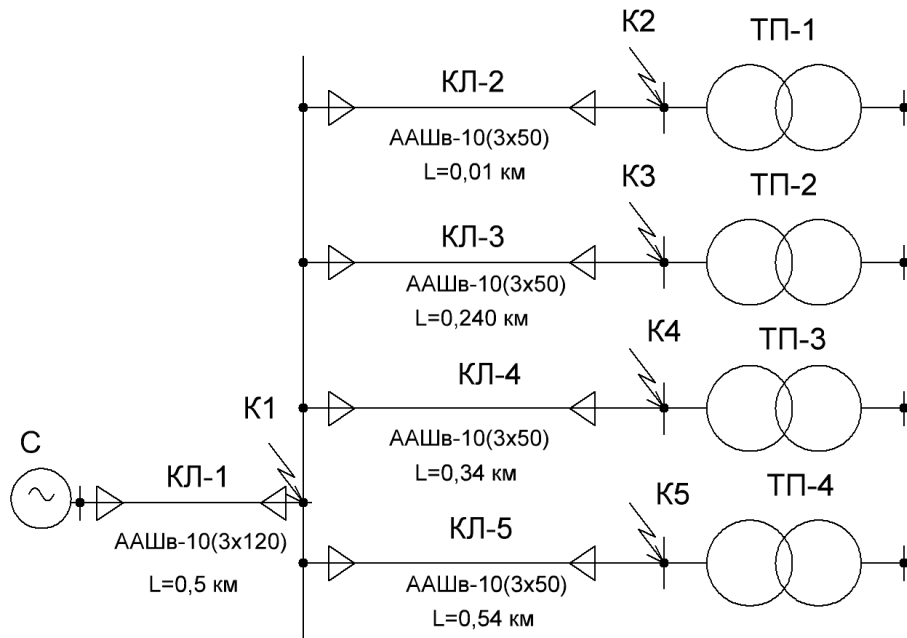


Рис. 6.1 – Схема системи електропостачання ГК МОВ

Далі, на рис.6.2, приведено схему заміщення, вибрано базові значення потужності та напруги:

$$S_{б.р.} = 150 \text{ МВА}; U_{б.р.} = U_{ном} = 10,5 \text{ кВ.}$$

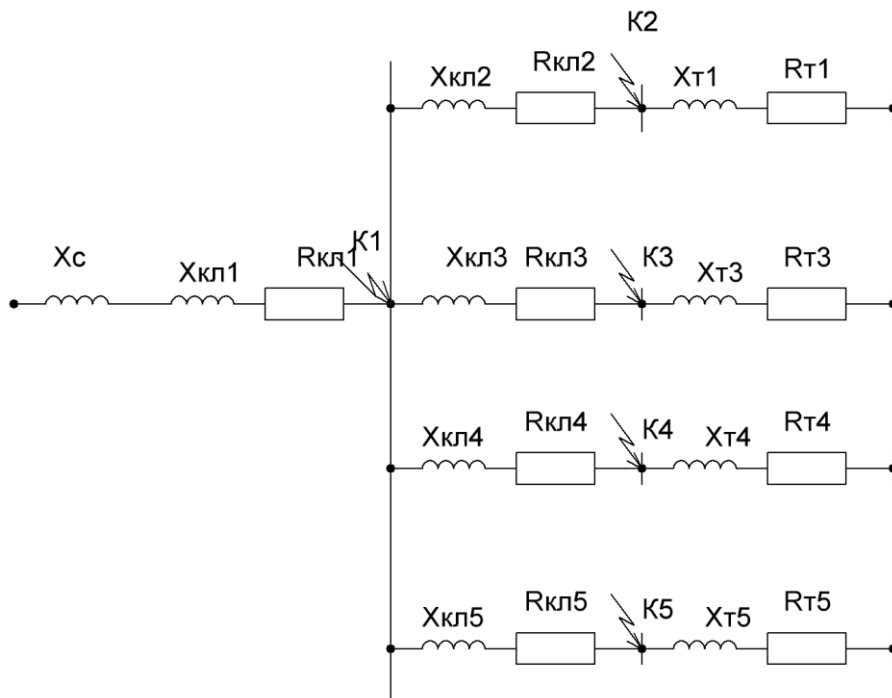


Рис. 6.2 – Схема заміщення системи електропостачання ГК МОВ.

Зм.	Арк.	№ докум.	Підпис.	Дата

Базисний струм системи:

$$I_{\sigma} = \frac{S_{\sigma}}{\sqrt{3} \cdot U_{\sigma}} = \frac{150}{\sqrt{3} \cdot 10,5} = 8.25 \text{ кА.}$$

Базисний опір системи (в.о.):

$$x_{\sigma} = \frac{S_{\sigma}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{н}} \cdot I''} = \frac{150}{\sqrt{3} \cdot 10,5 \cdot 6,3} = 1,3092.$$

Для прикладу визначаємо активний та індуктивний опори для КЛ1 та КЛ 2 (в.о.). Всі розрахунки приведено до базисних умов:

$$x_{\text{кл} 1} = x_{\sigma} \cdot \ell_1 \cdot \frac{S_{\sigma}}{U_{\text{cp}}^2} = 0,083 \cdot 0,5 \cdot \frac{150}{10,5^2} = 0,0565;$$

$$r_{\text{кл} 1} = r_{\sigma} \cdot \ell_1 \cdot \frac{S_{\sigma}}{U_{\text{cp}}^2} = 0,34 \cdot 0,5 \cdot \frac{150}{10,5^2} = 0,2313;$$

$$x_{\text{кл} 2} = x_{\sigma} \cdot \ell_2 \cdot \frac{S_{\sigma}}{U_{\text{cp}}^2} = 0,09 \cdot 0,01 \cdot \frac{150}{10,5^2} = 0,0008;$$

$$r_{\text{кл} 2} = r_{\sigma} \cdot \ell_2 \cdot \frac{S_{\sigma}}{U_{\text{cp}}^2} = 0,64 \cdot 0,5 \cdot \frac{150}{10,5^2} = 0,0087.$$

Опори для КЛ 3-5 розраховано аналогічно, всі розрахунки зведено до таблиці 6.1.

Таблиця 6.1- Розрахунок опорів КЛ СЕП головного корпусу МОВ

№ КЛ	Від-до	l ,	R_{σ} ,	X_{σ} ,	$R_{\text{кл},i}$,	$X_{\text{кл},i}$,	$R^{*\sigma}$	$X^{*\sigma}$
		км	Ом/км	Ом/км	Ом	Ом	В.о.	В.о.
1	С-РП 1	0,5	0,34	0,083	0,17	0,0415	0,2313	0,0565
2	РП1-ТП1	0,01	0,64	0,06	0,0064	0,0006	0,0087	0,0008
3	РП1-ТП2	0,24	0,64	0,06	0,1536	0,0144	0,2090	0,0196
4	РП1-ТП3	0,34	0,64	0,06	0,2176	0,0204	0,2961	0,0278
5	РП1-ТП4	0,54	0,64	0,06	0,3456	0,0324	0,4702	0,0441

Знаходимо сумарний опір до точки K_1 :

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

$$x_{K1} = x_c + x_{KL-1} = 1,3092 + 0,0565 = 1,3656;$$

$$r_{K1} = r_{KL-1} = 0,2313;$$

$$z_{K1} = \sqrt{(x_{K1}^2 + r_{K1}^2)} = \sqrt{1,3656^2 + 0,2313^2} = 1,3851.$$

Надперехідний та ударний струми для точки K_1 :

$$I''_{K1} = \frac{I_{\sigma}}{z_{K1}} = \frac{8,25}{1,3851} = 5,955 \text{ кА};$$

$$T_{a1} = x_{\text{рез1}} / (\omega \cdot r_{\text{рез1}}) = 1,3656 / (314 \cdot 0,231) = 0,019 \text{ с};$$

$$i_{y1} = \sqrt{2} \cdot I''_{K1} \cdot \left(1 + e^{\frac{-0,01}{T_{a1}}} \right) = \sqrt{2} \cdot 5,955 \cdot \left(1 + e^{\frac{-0,01}{0,019}} \right) = 13,161 \text{ кА}.$$

Для точок K_{2-5} розрахунки аналогічні та розміщено в таблиці 6.2.

Таблиця 6.2- Результати розрахунку струмів КЗ.

№ ТКЗ	$X_{\text{сум.к.і}}$	$R_{\text{сум.к.і}}$	$Z_{\text{сум.к.і}}$	$I''_{\text{к.і}}$, кА	$T_{\text{аі}}$, с	$i_{\text{уд.к.і}}$, кА	$B_{\text{к}}$, кА ² · с
K_1	1,3656	0,231	1,3851	5,955	0,019	13,369	22,109
K_2	1,3665	0,240	1,3874	5,945	0,018	13,251	22,036
K_3	1,3852	0,440	1,4535	5,674	0,010	10,983	20,076
K_4	1,3934	0,527	1,4899	5,536	0,008	10,215	19,109
K_5	1,4097	0,701	1,5746	5,238	0,006	8,960	17,107

6.2 Вибір та перевірка струмопровідних пристроїв та високовольтного обладнання головного корпусу

Визначення перерізу та марки КЛ системи електропостачання головного корпусу МОВ виконується за методикою, що наведено в [1]. Наводимо приклад вибору для КЛ 1.

$$I_{\text{р.кл1}} = \frac{S_{\text{р.зк.}}}{2 \cdot \sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}}} = \frac{5073,25}{2 \cdot \sqrt{3} \cdot 10,5} = 139,48 \text{ А}.$$

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

$$k_3 = \frac{I_p}{I_{тр.доп.}} = \frac{139,48}{175} = 0,78;$$

$$I_p = 139,48 A \leq k_n \cdot I_{тр.доп.} = 0,92 \cdot 175 = 161 A;$$

$$I_{р.ав.} = 2 \cdot I_p = 2 \cdot 139,48 = 278,96 A \leq k_{ав.н} \cdot k'_n \cdot I_{тр.доп.} = 1,25 \cdot 1 \cdot 175 = 218,75 A.$$

Умова не виконується, приймаємо наступний більший переріз кабелю ААШВ-10 (3×70) мм². Повторюємо розрахунки. Умова теж не виконується. Підбираємо більший переріз КЛ, який проходить перевірку: ААШВ-10 (3×120) мм², $I_{тр.доп.} = 240$ А; $\Delta p_0 = 50$ кВт/км.

$$I_{р.ав.} = 2 \cdot I_p = 2 \cdot 139,48 = 278,96 A \leq k_{ав.н} \cdot k'_n \cdot I_{тр.доп.} = 1,25 \cdot 1 \cdot 240 = 300 A.$$

Перевіряємо за умовою термічної стійкості:

$$F_{\min} = \frac{\sqrt{B_k}}{K} = \frac{\sqrt{22,109}}{94} \cdot 10^3 = 50,02 \text{ мм}^2,$$

де $K=94$ – значення термічного коефіцієнту для алюмінієвих кабелів;

B_k – значення теплового імпульсу:

$$B_k = I^2 (t_{\text{відкл.}} + T_{\text{ак1}}) = 5,955^2 \cdot (0,6125 + 0,011) = 22,109 \text{ кА}^2 \cdot \text{с};$$

$$t_{\text{відкл.}} = t_{\text{д.з.}} + t_{\text{о.в.}} + \Delta t = 0,1 + 0,0125 + 0,5 = 0,6125 \text{ с.}$$

Тобто, остаточно приймаємо кабельну лінію ААШВ-10 (3×120) мм².

Вибір кабельних ліній до цехових ТП аналогічний та зведено в таблицю 6.4.

Таблиця 6.4 - Вибір кабельних ліній до цехових ТП ГК МОВ

Призначення КЛ	S _р , кВА	n	I _{р.норм} , А	I _{р.ав} , А	I _{доп} , А	K _{пр}	K' _{пр}	K _{ап}
До РП-1	5073,25	2	139,478	278,956	240	0,92	1	1,25
РП-1-ТП1	1409,61	2	38,754	77,508	140	0,92	1	1,25
РП-1-ТП2	1455,96	2	40,029	80,057	140	0,92	1	1,25
РП-1-ТП3	1391,42	2	38,254	76,508	140	0,92	1	1,25
РП-1-ТП4	1391,42	2	38,254	76,508	140	0,92	1	1,25

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

Продовження таблиці 6.3.

Призначення КЛ	$K_{пр} \cdot I_{доп},$ А	$K'_{пр} \cdot K_{ап} \cdot I_{доп},$ А	$F_{min},$ мм ²	Марка та переріз КЛ
До РП-1	220,8	300	50,02	ААШВ-10 (3x120)
РП-1-ТП1	128,8	175	49,94	ААШВ-10 (3x50)
РП-1-ТП2	128,8	175	47,67	ААШВ-10 (3x50)
РП-1-ТП3	128,8	175	46,50	ААШВ-10 (3x50)
РП-1-ТП4	128,8	175	44,00	ААШВ-10 (3x50)

6.3 Вибір високовольтного обладнання РП 1

До основного обладнання, яке вибирається в схемі електропостачання відносяться вакуумні вимикачі 10 кВ, комплектний розподільчий пристрій, обмежувачі перенапруги, трансформатори власних потреб, запобіжники.

Вибір здійснюється за методикою, що наведено в [1].

У якості високовольтних вимикачів приймаємо: RV-12 з полюсами Р1 Рівненського заводу високовольтних апаратів [11]. Розглядаємо вибір ввідних, секційних вимикачів та вимикачів відхідних ліній. Вибір та перевірку вимикачів наведено у Додатку А (таблиці А1, А2).

Вибираємо комплектні розподільчі пристрої (КРП) КУ-10 (Додаток А, таблиця А3). Вибираємо трансформатори власних потреб (ТВП). Для цього визначаємо навантаження ВП (Додаток А, таблиця А5):

- активне навантаження: $P_{вп.} = 27,6$ кВт;
- індуктивне навантаження: $Q_{вп.} = 13,38$ квар;
- повне розрахункове навантаження:

$$S_{р.вп} = k_n \cdot \sqrt{P_{вп}^2 + Q_{вп}^2} = 0,8 \cdot \sqrt{28,8^2 + 13,38^2} = 25,41B \cdot A,$$

де k_n – значення коефіцієнту одночасності навантаження.

Остаточо обираємо потужність ТВП:

$$S_{тр.вп.} = 25 \text{ кВА} \geq S_{р.вл.потр.}/2 = 25,41/2 = 12,7 \text{ кВА}.$$

Приймаємо обмежувачі перенапруги ОПН-10, що виконують захист від перенапруг в комірках КРП.

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

Вибираємо запобіжники ПКТ-10 для захисту ТВП від струмів перевантаження та КЗ і запобіжники ПКН-10 для захисту ТН.

6.4 Вибір ТС та ТН, електричних схем підключення лічильників

Вибираємо для проведення обліку на підприємстві лічильники комерційного та технічного обліку МТХ3G та МТХ (відповідно). Лічильники підключаються до вимірювальних трансформаторів струму (ТС) та напруги (ТН). Схему підключення лічильника МТХ3G наведено на рис.6.3.

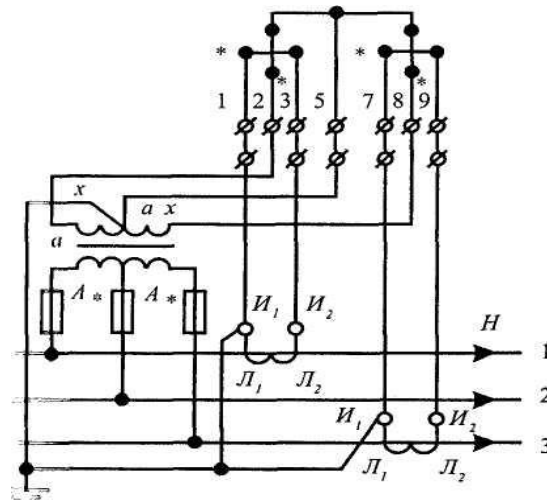


Рис. 6.3 - Підключення лічильника комерційного обліку МТХ3G через вимірювальні трансформатори

Загальну інформацію про організацію комерційного та технічного обліку представлено у таблиці 6.4.

Таблиця 6.4 - Комплектність приладів для організації обліку

Найменування та марка приладу	Клас точності %	К-ть
Електролічильник модифікації МТХ 3G	0,5	2
Електролічильник модифікації МТХ3	1,0	10
Трансформатор струму ТПЛУ	0,5	44
Трансформатор напруги НАМИ-10	0,5	2

Вибираємо трансформатори струму на вводі РП-1 та відхідній лінії до ТП. Приймаємо на вводі РП-1 ТС ТПЛУ –10 У3 з коефіцієнтом трансформації $K_T = 100/5$; відхідній лінії до ТП - $K_T = 50/5$.

Вибір та перевірку ТС на вводі РП-1 10 кВ наведено у таблиця А4 Додатку А. Розраховуємо вторинне навантаження трансформаторів струму в залежності від кількості приладів, що до них підключені (для вводу – таблиця А6, для відхідної лінії - таблиця А7 Додатку А). При цьому враховуємо, що підключення ТС у мережу виконується за схемою «у неповну зірку», яку наведено на рис.6.4 а).

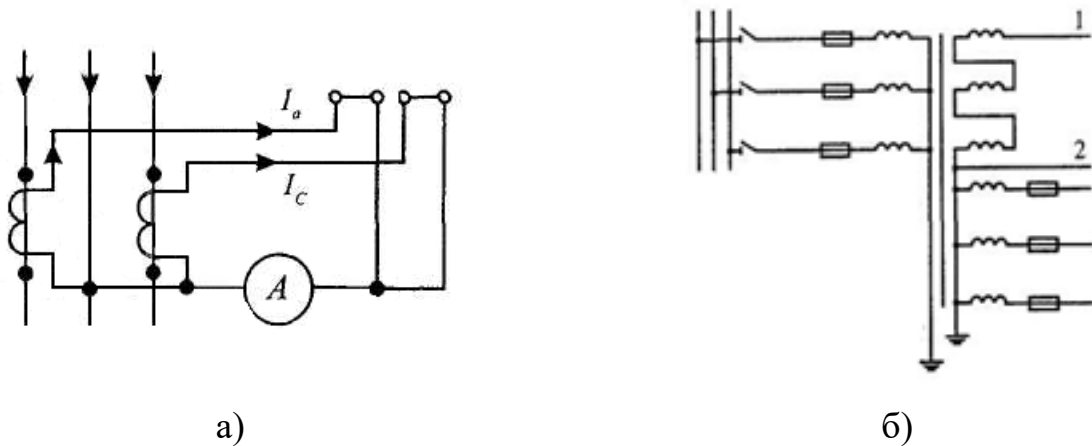


Рис. 6.4 – Схеми підключення:

а) ТС на вводі «у неповну зірку»; б) трансформатору напруги НАМИ-10

Розраховуємо вторинне навантаження ТС на вводі по максимально завантаженій фазі А:

$$S_{прил.А} = 4,1\text{ВА}; \quad z_{прил.} = \frac{S_{прил.}}{I_2^2} = \frac{4,1}{5^2} = 0,164\text{Ом};$$

$$r_{пров.} = \rho \cdot \frac{\sqrt{3} \cdot l}{q} = 0,0175 \frac{\sqrt{3} \cdot 10}{2,5} = 0,1212\text{Ом};$$

$$q = 2,5 \text{ мм}^2; \quad r_k = 0,05 \text{ Ом}.$$

$$z_2 = z_{прил} + r_k + r_{пров} = 0,164 + 0,05 + 0,1212 = 0,335 \text{ Ом} \leq z_{2\text{ ном}} = 0,4 \text{ Ом}.$$

Умова $z_2 \leq z_{2\text{ ном}}$ виконується.

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

Вторинне навантаження ТС на відхідних лініях розраховується та перевіряється аналогічно.

Вибираємо трансформатори напруги на шинах РП-1 типу НАМІ-10 зі схемою підключення, що наведено на рис. 6.4 б). Розрахунок його вторинного навантаження залежить від кількості підключених приладів та представлено в таблиці А.8 Додатку А. За отриманими значеннями активного та реактивного навантаження визначаємо повне навантаження ТН:

$$S_{\Sigma ТН} = \sqrt{\Sigma P_{ТН}^2 + \Sigma Q_{ТН}^2} = \sqrt{17,3^2 + 3,38^2} = 17,63 \text{ В} \cdot \text{А}.$$

Перевіряємо на відповідність роботи трансформатора у обраному класі точності 0,5:

$$S_{2 \text{ ном}} = 120 \text{ ВА} > 17,63 \text{ ВА}.$$

Умова вибору виконується.

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

7 АНАЛІЗ ВПРОВАДЖЕННЯ КОГЕНЕРАЦІЙНИХ УСТАНОВОК НА ПРОМИСЛОВИХ ПІДПРИЄМСТВАХ

7.1 Загальна характеристика когенераційних установок

Значну частину електроенергії в Україні виробляють конденсаційні електростанції (КЕС), де первинна енергія палива через пару та турбіну перетворюється в електроенергію. Середній ККД КЕС складає близько 38%, тому понад 60% енергії втрачається в навколишнє середовище. На відміну від КЕС, теплоелектроцентралі (ТЕЦ) використовують відхідне тепло, що підвищує загальний ККД. Проте ефективність ТЕЦ обмежена потребою у великих споживачах тепла поруч із станцією.

Для підвищення ефективності розроблено ідею децентралізованих когенераційних установок (КГУ) — компактних модулів, розташованих біля споживача. Це мінімізує втрати енергії при транспортуванні, підвищує коефіцієнт використання енергоресурсів до понад 60% і знижує вартість енергії.

КГУ зазвичай покриває базове теплове навантаження, працюючи паралельно з водогрійним котлом для піків. Обидва джерела підключаються до систем опалення чи гарячого водопостачання. Для стабільності роботи часто використовують буферні ємності.

Електроенергія КГУ спершу використовується для власних потреб об'єкта. Надлишок може скидатися в мережу за компенсацію або КГУ може працювати в автономному режимі.

Когенераційна установка — це система, що одночасно виробляє електроенергію та корисне тепло, використовуючи одне джерело палива. Завдяки цьому вона має значно вищий ККД у порівнянні з традиційним роздільним виробництвом електрики і тепла. Основний принцип роботи когенерації полягає в утилізації відпрацьованого тепла, яке зазвичай просто викидається в навколишнє середовище.

Стандартна когенераційна установка складається з двигуна внутрішнього згоряння (ДВЗ) або газової турбіни, електрогенератора та системи утилізації тепла.

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

Двигун або турбіна спалює паливо (природний газ, біогаз, дизель, водень), обертаючи генератор, який виробляє електроенергію. Водночас відпрацьовані гази та охолоджувальна рідина нагрівають теплообмінник, що дозволяє отримати гарячу воду або пар для опалення, гарячого водопостачання чи технологічних процесів.

Структуру енергетичної когенераційної установки наведено на рис. 7.1.

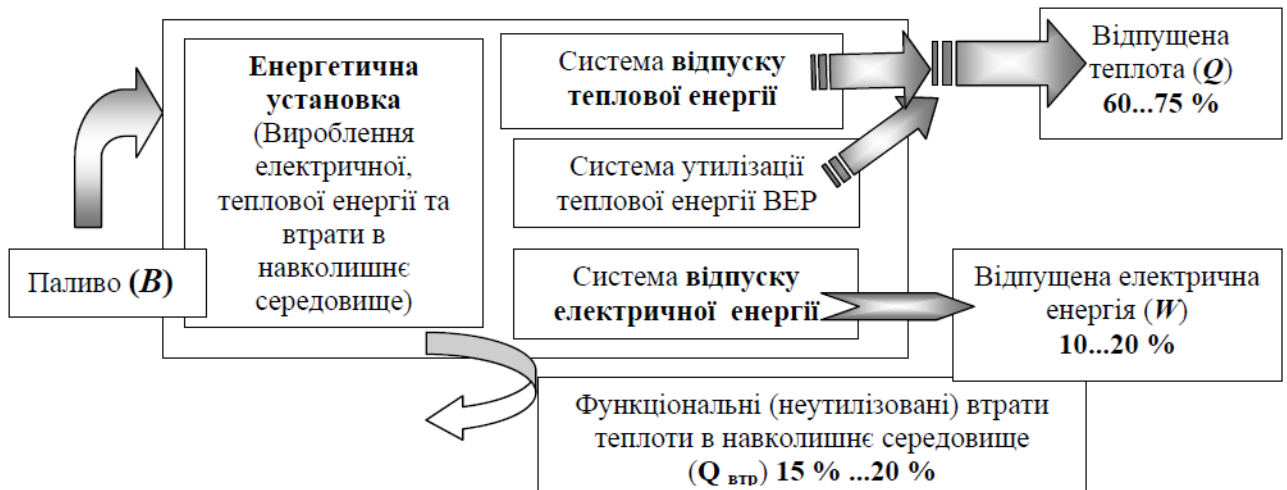


Рис. 7.1- Структура енергетичної когенераційної установки

Розглянемо основні переваги та недоліки когенераційних установок. Однією з головних переваг когенераційних установок є їхня висока енергоефективність. Завдяки одночасному виробництву електроенергії та тепла загальний ККД може сягати 85–90%, що значно перевищує ефективність окремих електростанцій і котелень. Крім того, когенераційні системи забезпечують незалежність від централізованих мереж, що особливо важливо в умовах енергетичної нестабільності.

Ще однією перевагою є економія на енергоносіях. Використовуючи когенерацію, підприємства та житлові комплекси можуть знижувати витрати на електроенергію та опалення, а також отримувати додатковий прибуток, продаючи надлишкову електрику в мережу. Гнучкість у виборі палива також робить ці установки привабливими для різних галузей. Важливою перевагою КГУ також є їх екологічність, тобто менше значення викидів CO₂ на 1 кВт·год.

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

Втім, когенераційні установки мають і свої недоліки. Головним з них є висока вартість початкових інвестицій, тобто закупівля та встановлення обладнання потребують значних фінансових вкладень. Крім того, для ефективного використання виробленого тепла необхідно мати постійний споживчий контур, що не завжди можливо. Також важливим аспектом є потреба в технічному обслуговуванні та залежність від доступності палива, що може впливати на економічну доцільність впровадження таких систем.

7.2 Когенераційні установки на основі газових двигунів-генераторів

Двигуни внутрішнього згорання характеризуються найвищим тепловим ККД (електроенергії, виробленої на одиницю палива) серед одноступінчастих (первинних) двигунів за рахунок безпосереднього перетворення енергії високотемпературного теплового розширення в механічну, а потім в електричну [14]. Тому вони також відрізняються мінімальними питомими викидами CO₂ на одиницю виробленої енергії. Структурну схему КГУ на основі двигуна внутрішнього згорання приведено на рис.7.2.

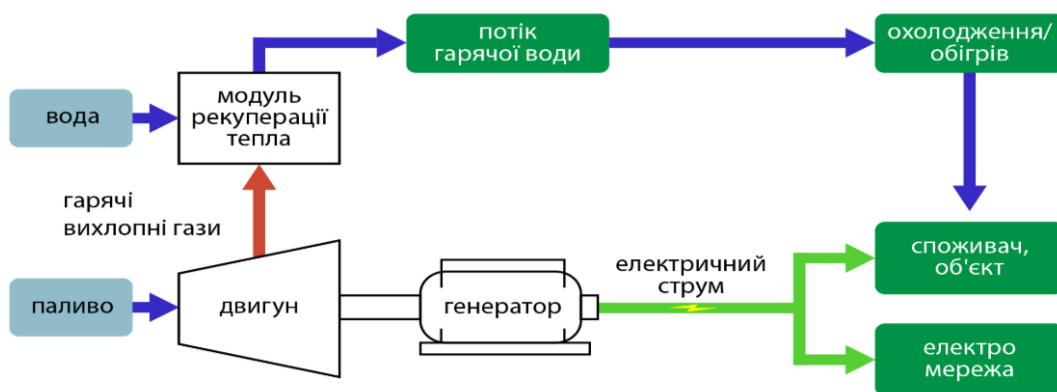


Рис.7.2 – Структурна схема КГУ з двигунами внутрішнього згорання

На схемі показано подачу палива, перетворення енергії у двигуні та генераторі, відбір теплової енергії через теплообмінники, подачу електроенергії і тепла споживачам.

На функціональній схемі КГУ (рис.7.3) наведено процеси перетворення енергії (від подачі палива до вироблення електро- та теплової енергії), відбір

тепла з вихлопних газів і системи охолодження, використання отриманої енергії для споживачів.

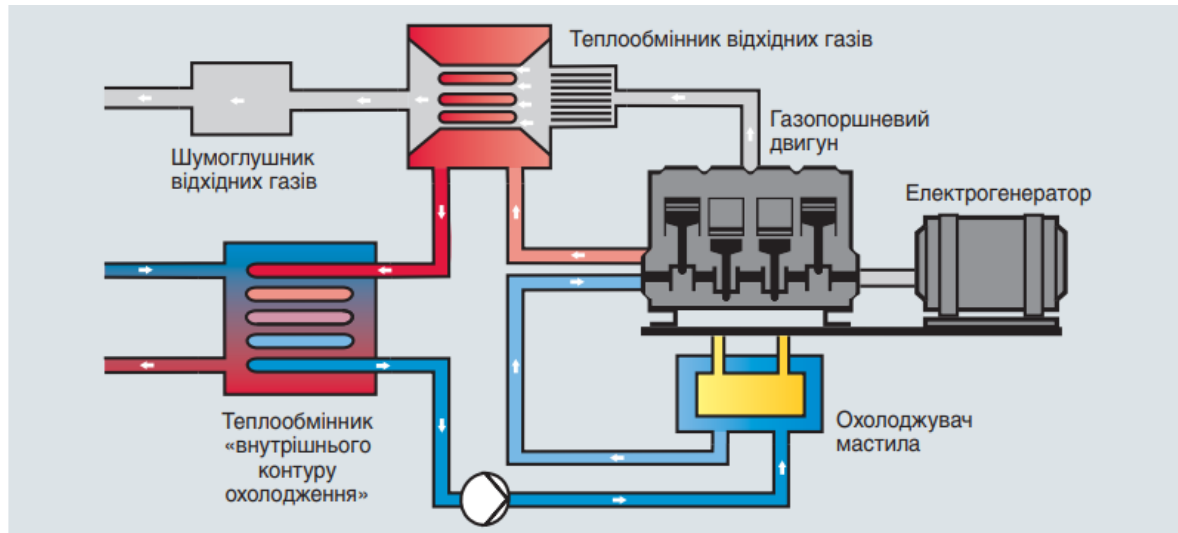


Рис. 7.3 – Функціональна схема когенераційного модуля

Газовий двигун внутрішнього згоряння приводить в рух синхронний генератор, який виробляє електричний струм. Двигун віддає тепло, яке у так званому «внутрішньому контурі охолодження» відбирається послідовно від мастила, рідини охолодження двигуна та відхідних газів і в пластинчастому теплообміннику передається в систему тепlopостачання.

КГУ може складатися з декількох когенераційних модулів, технологічну схему яких наведено на рис.7.4.[18].

Компактна конструкція двигуна внутрішнього згоряння (ДВЗ) робить його ідеальним рішенням для організації розподіленого виробництва тепла та електроенергії безпосередньо поблизу кінцевого споживача — у міських або промислових районах. Це дозволяє істотно зменшити енергетичні втрати, які зазвичай виникають під час транспортування енергії.

У централізованих системах типові втрати електроенергії в трансформаторах і лініях електропередачі складають близько 5–8% від загального обсягу виробленої електроенергії. Втрати тепла в міських тепломережах сягають приблизно 10%, а в старих або зношених системах — навіть більше. Особливо великі втрати виникають у низьковольтних мережах та у кінцевих точках підключення споживачів, де довжина кабелів і старіння обладнання призводять до суттєвих небажаних витрат енергії.

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

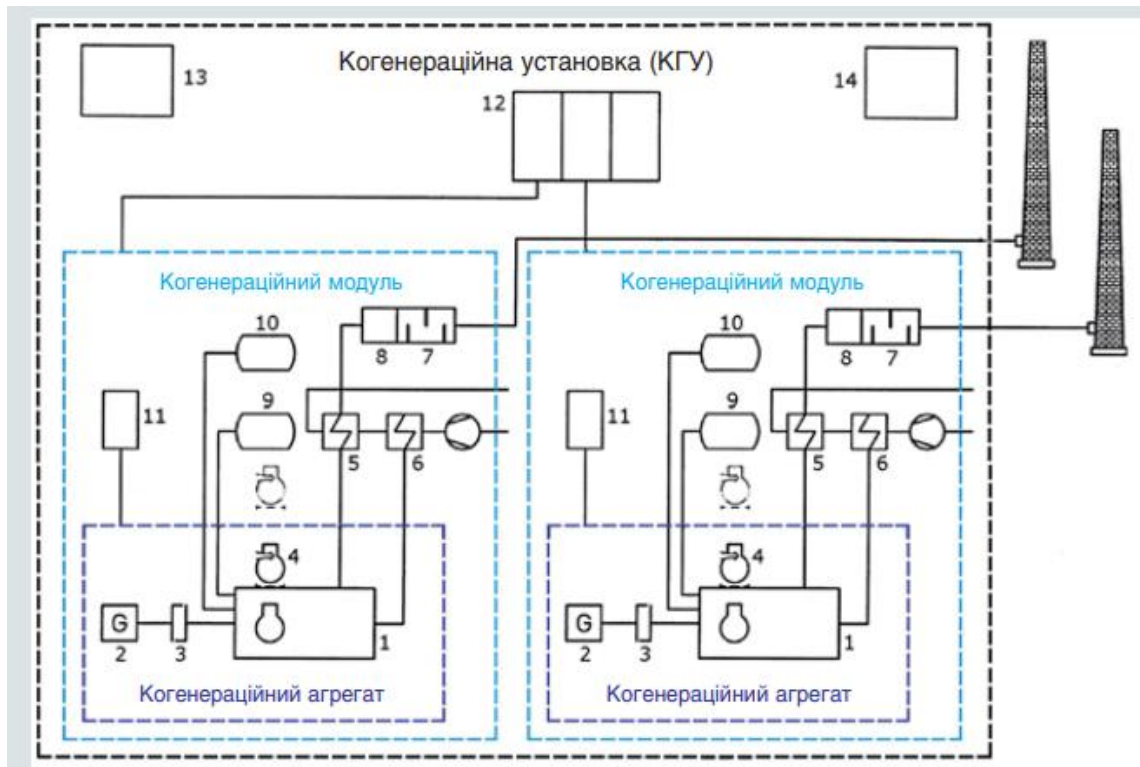


Рис. 7.4 - Технологічна схема КГУ: 1 – ДВЗ; 2- СГ; 3 – муфта; 4 – повітряний фільтр; 5, 6 - теплообмінники відхідних газів та охолодження двигуна; 7 – шумоглушник відхідних газів; 8 – система очистки відхідних газів; 9,10 – системи подачі палива та мастила; 11 – система керування та контролю; 12 – розподільчий пристрій та система дистанційного контролю; 13, 14 – системи припливної та витяжної вентиляції

На протипагу цьому, розміщення когенераційних установок безпосередньо поруч із споживачами (у межах мікрорайону, підприємства або житлового комплексу) дозволяє звести ці втрати майже до нуля.

Водночас слід враховувати, що великі централізовані електростанції (наприклад, конденсаційні ТЕС або АЕС) завдяки масштабності й спеціалізованому обладнанню зазвичай мають вищий коефіцієнт корисної дії виробництва електроенергії, ніж компактні установки. Проте сумарна енергоефективність розподіленої когенерації часто перевершує традиційні рішення завдяки мінімізації втрат на транспортування і використанню відхідного тепла.

Висока ефективність одноступеневої генерації електроенергії на базі двигунів внутрішнього згорання, у поєднанні з високою температурою вихлопних

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

газів і охолоджуючої води, робить цю технологію ідеальною для комбінованого виробництва тепла та електроенергії (когенерації).

Вихлопні гази містять до 30% енергії палива, потік охолоджуючої води — до 20% енергії. Енергію вихлопних газів можна використовувати у котлі-утилізаторі для виробництва пари (перегріта пара до 20 бар), гарячої води, термального масла. Відпрацьовані гази також можна застосовувати безпосередньо або через теплообмінники у технологічних процесах, наприклад для сушіння.

Охолоджуюча вода розподіляється на високотемпературний контур та низькотемпературний контур. Її енергетичний потенціал залежить від температурних вимог споживача. У системах з низькою температурою зворотної води потенціал може використовуватися майже повністю. Комбіноване використання тепла охолодження двигуна і енергії вихлопних газів (з котлами та економайзерами) забезпечує до 85% використання енергії палива при рідкому паливі, до 90% при використанні газоподібного палива.

Теплова енергія може подаватися за рахунок перегрітого пару, гарячої води, термального масла. Крім того, тепло може бути використане для абсорбційного охолодження або підвищення температури низькотемпературної води за допомогою абсорбційних теплових насосів, що дозволяє використовувати її у високотемпературних системах опалення.

Для компенсації різниці між генерацією енергії та потребами в теплі та охолодженні, застосовуються акумулятори гарячої та холодної води. Типові показники ККД: тільки виробництво електроенергії – (40–48)%; когенерація (теплова та електрична енергія) – (85–90)%.

У схемах тригенерації гнучкість забезпечується через акумулювання тепла та холоду, а також резервними системами (компресорні чилери або резервні водогрійні котли).

До економічних переваг когенерації відноситься зменшення палива (до 30%) при КГУ, ніж при окремому виробництві енергії, зменшення витрат на паливо та експлуатацію, скорочення втрат енергії та швидша окупність.

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

Застосування когенераційних установок має також екологічні переваги до яких відносяться зниження викидів CO₂ та інших забруднюючих речовин, гнучкість у виборі палива, раціональне використання тепла.

7.3 Когенераційні установки на базі газових двигун-генераторів ДвГА виробництва ТДВ «ДИЗЕЛЬМАШ-КГУ»

Підприємство ТДВ «ДИЗЕЛЬМАШ-КГУ» випускає когенераційні установки електричною потужністю від 315 кВт до 750 кВт, які входять до Галузевого класифікатора енергозберігаючих товарів та відповідають коду 27.11.32-35.01 [17].

Когенераційні установки створені на базі газових двигун-генераторів і дизель-генераторів з утилізацією теплоти газо-повітряної суміші після турбокомпресора, охолоджуючої води, мастила та випускних газів двигуна. Зовнішній вигляд установки ДвГА наведено на рис.7.5 а) та б).



а)



б)

Рис. 7.5 - Загальний вигляд установки ДвГА потужністю:

а) - 500 кВт; б) – 630 кВт

За рахунок додатково виробленої теплової енергії в водогрійному теплообміннику-утилізаторі, що входять у поставку, досягається збільшення загальної потужності в 2,5 рази, підвищення ККД до 92% і на 40% скорочення споживання палива в порівнянні з традиційним роздільним виробленням теплової та електричної енергії.

Технічні характеристики таких КГУ наведено в таблиці 7.1 [14].

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

Таблиця 7.1 – Технічні характеристики КГУ на базі газових двигун-генераторів

№	Параметр	Одиниця виміру	Тип КГУ			
			ДвГА-315	ДвГА-500	ДвГА-630	ДвГА-750
1	Електрична потужність (повна)	кВт	315	500	630	750
2	Напруга	кВ	0,4 / 6,3 / 10,5			
3	Частота	Гц	50	50	50	50
4	Теплова потужність (при повній утилізації тепла)	Гкал/Г // кВт	0,38 // 450	0,62 // 720	0,77 // 900	0,91 // 1065
5	Витрата газового палива за годину*	нм ³ /Г	84	133	167	200
6	Витрати води **	м ³ /Г	24	26	26	45
7	Тиск води на вході КГУ	МПа	0,01 – 1,2	0,01 – 1,2	0,01 – 1,2	0,01 – 1,2
8	Максимальна температура води на виході	°С	85	85	85	85
9	Температура випускних газів на виході: двигуна/ теплоутилізатора	°С	550/120	550/120	550/120	600/120
10	Ресурс: повний / до капітального ремонту	год·10 ³	240/80	240/80	240/80	240/80

* - приводиться до теплотворної здібності 8600 ккал/нм³ або 36000 кДж/ нм³;

** - визначені при використанні штатних водяних насосів на двигуні

КГУ можуть працювати на широкому спектрі як традиційного, так і альтернативного палива, що забезпечує гнучкість та економічність проектів. Основні види палива, особливості застосування та наближений термін окупності наведено в таблиці 7.2.

Для розміщення КГУ не потрібно великих площ, що дозволяє встановлювати установку безпосередньо біля споживача, мінімізуючи втручання в діючі енергосистеми та зменшуючи капітальні витрати.

						Арк.
Зм.	Арк.	№ докум.	Підпис.	Дата		63

Таблиця 7.2 – Основні види палива, особливості застосування та наближений термін окупності

№	Вид палива	Особливості застосування	Можливий термін окупності
1	Природний газ	Найпоширеніший варіант. Чиста екологія, стабільне постачання.	2–3 роки
2	Біогаз	З органічних відходів (ферми, полігони ТПВ). Потребує системи очищення газу.	1,5–2,5 роки
3	Дизельне паливо	Використовується переважно для резервних КГУ. Вища вартість експлуатації	3–4 роки
4	Генераторний газ	Газ з газифікації деревини чи вугілля. Низька теплота згоряння, потрібно спецобладнання.	2–3 роки
5	Біодизель	Альтернативний варіант для місцевого виробництва палива. Потребує спеціальних налаштувань двигуна.	2–3 роки
6	Попутний нафтовий газ	Висока енергетична цінність. Використовується на нафтових і газових промислах.	1,5–2 роки
7	Шахтний метан	Видобувається на шахтах. Висока вибухонебезпечність → потрібні спецсистеми безпеки.	2–2,5 роки
8	Інші горючі гази	Газ з ТПВ, заводських процесів (синтез-газ, коксовий газ). Потребує очищення і контролю складу.	2–3 роки

7.4 Режими роботи та вибір потужності когенераційної установки

Когенераційні установки можуть працювати в різних режимах, залежно від потреб споживача, підключення до електромережі та теплового навантаження. Виділяють наступні види режимів:

1. Автономний режим («острівний» режим, ізольований або «офлайн»). В цьому режимі когенераційна установка не підключена до зовнішньої енергосистеми. Вся електроенергія та тепло виробляються тільки для власних потреб підприємства. Такий режим доцільно використовувати в таких місцях, де немає зовнішньої електромережа або вона ненадійна (агropідприємства, віддалені райони, військові об'єкти). Цей режим дозволяє забезпечити повну незалежність від енергопостачання, працює навіть при повному знеструмленні. Але, у цьому випадку потрібна синхронізація споживання та виробництва, додатковий резерв потужності.

2. Режим паралельної роботи з електромережею (онлайн), тобто, когенераційна установка працює одночасно з зовнішньою електромережею. Частина енергії використовується на власні потреби, а її надлишок може передаватися у зовнішню мережу за "зеленим тарифом" або для продажу. У випадку, коли навантаження перевищує можливості КГУ - нестача добирається з мережі. Такий режим роботи характеризується високою енергоефективністю та гнучкістю, підходить для міст, підприємств у межах електромереж. Але додатково потрібна система синхронізації, автоматика, реле захисту. Може виникати необхідність погоджень з оператором системи розподілу.

3. Режим пікового покриття (пік-шейвінг). У цьому режимі КГУ працює лише тоді, коли електроспоживання досягає пікових значень, наприклад, на початку змін, у зимовий період, при підвищенні тарифу в години пік. Це дозволяє зменшити пікові навантаження на основну мережу, зберегти довший ресурс установки.

4. Резервний режим у якості дизель-генератору. Когенераційна установка використовується як резервне джерело електро- та теплозабезпечення, наприклад, під час аварій, при відключеннях мережі, на критично важливих об'єктах (лікарні, ЦОДи, військові об'єкти). Це дозволяє забезпечити безперебійне живлення, захист від втрат і простоїв. Але економічна ефективність нижча, ніж у постійному режимі, потрібна автоматична система включення при аварії (АВР).

5. Режим теплозалежної або електрозалежної генерації. Тобто, виділяється пріоритетне виробництво. Якщо пріоритетом являється виробництво електроенергії, тоді тепло - вторинний продукт, або навпаки. Вибір режиму залежить від типу споживача.

Основні режими роботи КГУ наведено у таблиці 7.3. Відповідно до обраних режимів роботи, можливо побудувати добовий графік роботи когенераційної установки, який наведено на рис. 7.6.

Розглянемо більш детально найпоширеніші режими роботи – автономної роботи без підключення до мережі та паралельної роботи з централізованою енергосистемою.

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

Таблиця 7.3 - Режими роботи КГУ

№	Режим роботи	Призначення
1	Автономний	Повна незалежність, ізольовані об'єкти
2	Паралельний	Спільна робота з мережею, продаж надлишку
3	Піковий	Увімкнення в години піку для економії
4	Резервний	Аварійне живлення
5	Теплозалежний/ /електрозалежний	Пріоритет – тепло або електрика, залежно від задачі

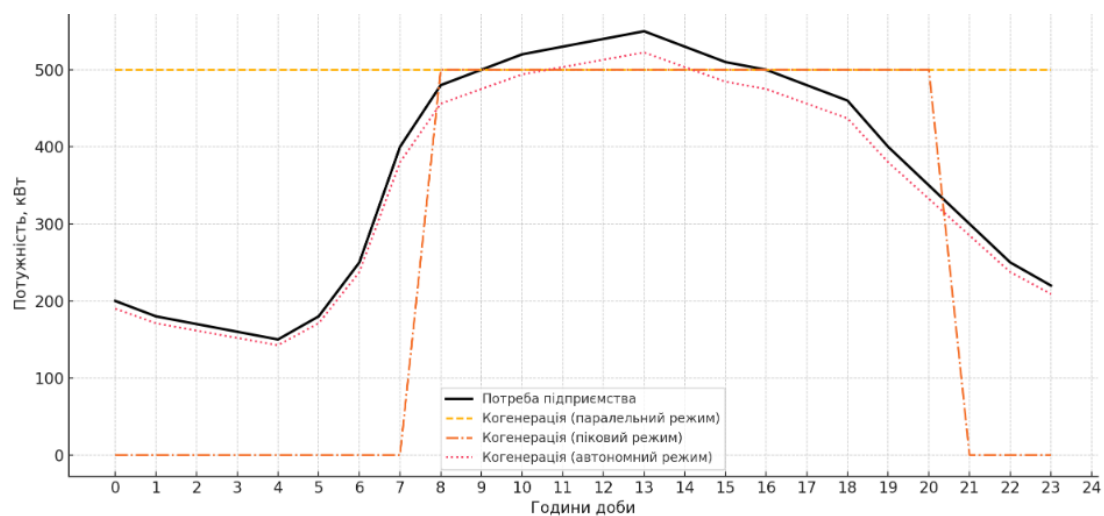


Рисунок 7.6 – Графіки роботи когенераційної установки протягом доби

В автономному режимі КГУ забезпечує електроенергією певний об'єкт або підприємство, не взаємодіючи з зовнішньою мережею. Це актуально для підприємств із критично важливими процесами, коли потрібно гарантувати безперебійне енергопостачання навіть у разі відключення мережевої електроенергії.

У режимі синхронізації з мережею когенераційна установка працює разом із загальною електромережею, дозволяючи як споживати електроенергію в разі нестачі власної генерації, так і продавати надлишки електроенергії в загальну мережу. Продаж електроенергії може бути додатковим джерелом доходу для підприємств, особливо при наявності механізмів "зеленого тарифу" або договірних умов із операторами енергоринку.

У таблиці 7.4 наведено порівнювальну характеристика автономного та паралельного режимів роботи КГУ

Таблиця 7.4 – Порівнювальна характеристика автономного та паралельного режимів роботи

№	Критерій	Автономний режим	Паралельний режим
1	Призначення	Повністю незалежна робота без електромережі	Спільна робота з мережею
2	Тип генератора	Синхронний	Синхронний або асинхронний
3	Автоматизація та захист	Повна система АВР, регулятор напруги, частоти	Обов'язкова система синхронізації з мережею
4	Запас потужності	(10–30)% більше за максимальне навантаження	Може бути менше - навантаження покриває мережа
5	Навантаження	Має бути рівномірним, щоб уникати коливань частоти/напруги	Мережа "гасить" стрибки навантаження
6	Паливо і паливна система	Повинна мати надійний запас, стабільний тиск, автономність	Працює відносно стабільно, з компенсацією мережі
7	Наявність АКБ, інерційного модуля	Можуть бути потрібні для згладжування піків	Зазвичай не потрібні
8	Рівень відповідальності	Критично високий, потрібна безвідмовність	Допустима зупинка або аварійне відключення
9	Вартість реалізації	Вища, бо потрібно більше захистів, резервів	Нижча в реалізації
10	Складність інтеграції	Простіше в експлуатації, але складніше в проектуванні	Потрібна погоджена схема з ОСР
11	Під'єднання до теплоспоживачів	Переважно локальні системи опалення/вода	Можлива інтеграція в ЦТП чи котельню
12	Приклад використання	Ферма, міні-завод, віддалений об'єкт	Завод у місті, бізнес-центр, ТЕЦ

На промисловому підприємстві використання КГУ відкриває багато можливостей для підвищення енергоефективності, зниження витрат і підвищення автономності. Основні напрямки використання когенерації на промисловому підприємстві полягають у забезпеченні власного електропостачання, зменшенні залежності від централізованої електромережі, використанні теплової енергії для технологічних процесів.

КГУ виробляє електроенергію для покриття базових або пікових потреб підприємства. Можлива робота у паралельному режимі з мережею або в автономному режимі.

Відпрацьоване тепло можна направити для підігріву технологічної води, сушіння матеріалів, підігрів розчинів у хімічних процесах, отримати зниження витрат на окремі котельні або технологічні нагрівачі. Крім того надлишкове тепло від КГУ може забезпечувати опалення та гаряче водопостачання (ГВП), холодопостачання через абсорбційне охолодження. При використанні абсорбційних холодильних машин (абсорбційних чилерів) надлишкове тепло може бути перетворене на холодну воду для кондиціонування виробничих приміщень, охолодження процесів.

У разі надлишку виробленої електроенергії КГУ може працювати за "зеленим тарифом" або комерційною моделлю продажу, що приносить додатковий дохід для підприємства, підвищення окупності проекту.

Розрахунок потужності когенераційної установки для промислового підприємства має враховувати одночасно два основні аспекти: електричне навантаження підприємства та потреба в тепловій енергії (опалення, гаряча вода, технологічне тепло). Основною метою є максимальне використання теплової енергії, яка утворюється в процесі виробництва електроенергії, та не допускання її втрат.

Так для машинобудівного підприємства КГУ може бути використана для опалення цехів, складських приміщень, підігріву технологічної води, забезпечення гарячого водопостачання, електроживлення виробничих ліній, роботи верстатів, забезпечення електроживлення для допоміжного обладнання: компресори, насоси, вентилятори, освітлення виробничих приміщень та адміністративних корпусів.

Вибір потужності КГУ залежить від режимів її роботи:

- у режимі основного джерела живлення:

$$P_{кгу} \geq P_p + P_{рез};$$

- у режимі резервного джерела живлення:

$$P_{кгу} \geq \sum_{i=1}^n P_{iв};$$

- у режимі додаткового джерела живлення:

$$P_{кгу} \geq P_p - P_c,$$

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

де P_p – річний максимум навантаження підприємства;

$P_{рез}$ – резервна потужність підприємства;

$P_{ів}$ – потужність відповідальних споживачів;

n – кількість відповідальних споживачів;

P_c – максимальна активна потужність, що передається підприємству від енергосистеми.

Для головного корпусу підприємства обираємо КГУ ДвГА [14], яка працює в режимі додаткового джерела живлення.

$$P_{кгу} \geq P_p - P_c = 5073,25 - 4760 = 313,25 \text{ кВт.}$$

Така установка має електричну потужність 315 кВт та теплову потужність близько (400–450) кВт у вигляді гарячої води та теплих вихлопних газів. Типовий комбінований ККД такої установки - 85–90%. Перевагами такої установки є економія на купівлі електроенергії, забезпечення надійного енергопостачання у разі аварій у зовнішній мережі, розвантаження основної котельні, зменшення витрат на опалення в холодний період.

У разі аварійного відключення електроенергії ДвГА-315 може працювати у режимі автономного джерела живлення. Це забезпечує безперервність роботи виробничих процесів, підвищення енергетичної безпеки підприємства, мінімізацію збитків від простоїв обладнання. Можливе холодопостачання через абсорбційні системи, тобто використання надлишкового тепла для абсорбційного охолодження. Наприклад, охолодження виробничих приміщень влітку, охолодження технологічних процесів.

При роботі КГУ у паралельному режимі роботи потрібно забезпечити синхронізацію генератору з мережею при підключенні. Ця операція при недотриманні певних умов може супроводжуватися великими кидками струмів.

Для виключення поштовхів струмів необхідно, щоб вектори напруги синхронної машини і мережі співпадали і оберталися з однаковою швидкістю. Це досягається виконанням наступних умов:

1. Чергування фаз мережі і синхронної машини повинне бути однаковим.
2. Частота генератора повинна бути рівна частоті мережі.

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

3. Напруга генератора, що включається, повинна співпадати по величині і фазі з напругою мережі:

$$f_2 = f_M; \quad \overline{U_2} = \overline{U_M}.$$

$$U_{mM} \cdot \sin(\omega_M \cdot t - \alpha_M) = U_{m2} \cdot \sin(\omega_2 \cdot t - \alpha_2).$$

Залежно від точності дотримання вказаних вище умов синхронізацію підрозділяють на точну і грубу. В першому випадку, в технічно допустимих межах виконуються всі умови і процес протікає з мінімальними поштовхами струму. Недоліком методу являється великий час запуску. При грубій синхронізації, яка допускає значну різницю частот і напруг, синхронна машина може бути швидко включена на паралельну роботу.

В період синхронізації необхідно контролювати напругу генератора і мережі і різниці частот. Для цього використовують спеціальний прилад – синхроскоп, швидкість і напрям обертання стрілки якого визначається величиною і знаком різниці частот мережі і синхронної машини. Найпростіший синхроскоп може бути зібраний на трьох лампах накалювання, розрахованих на подвійну фазну напругу (рис.7.7).

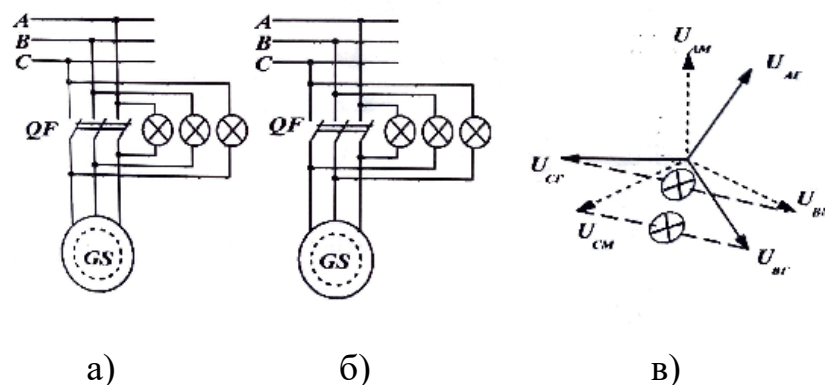


Рис.7.7 - Принципова схема лампового синхроскопа:

а) «на згасання світла»; б) «на обертання світла»; в) векторна діаграма

Після включення синхронної машини на паралельну роботу методом точної синхронізації вектора напруг мережі і машини співпадають по величині і по фазі, а струм в обмотці статора не протікає. Він може виникнути, коли з'явиться різниця напруг, яка може бути досягнута як регулюванням моменту на валу машини, так і

струму збудження, тобто ЕРС машини. У зв'язку з цим розрізняють два основні режими роботи синхронної машини:

1. Робота при постійному збудженні і змінному моменті: $i_3 = \text{const}; M = \text{var}$;
2. Робота при постійному моменті і змінному збудженні: $M = \text{const}; i_3 = \text{var}$.

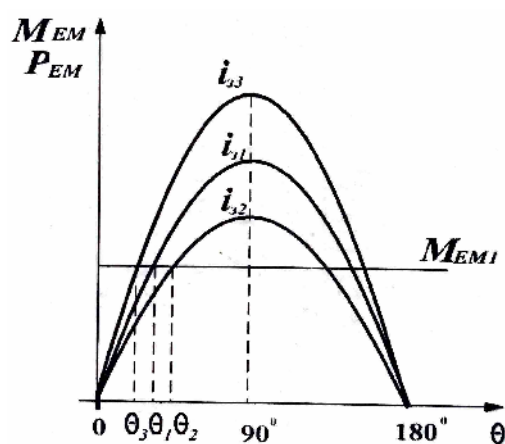
Для збільшення навантаження генератора потрібно збільшувати прикладений до його валу зовнішній момент, а для зменшення навантаження – зменшувати його.

З певними допущеннями можна вважати, що постійність моменту відповідає незмінній величині активної потужності:

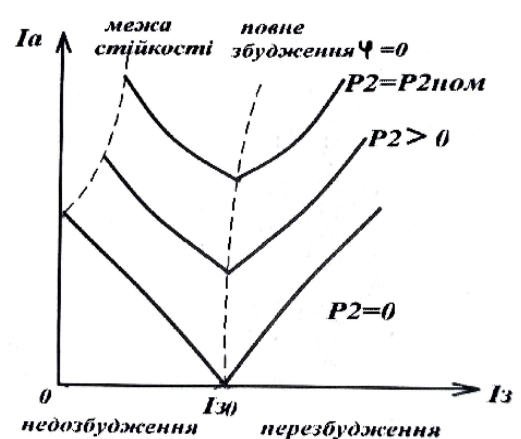
$$P = m \cdot U \cdot I_a \cdot \cos \varphi = \frac{m \cdot U \cdot E_0}{x_{сн}} \cdot \sin \theta.$$

Зміна струму збудження впливає на стійкість синхронного генератора при заданій величині активної потужності. На рис.7.8, а) наведено кутові характеристики генератора $M = f(\theta)$ при різних струмах збудження.

В режимі чисто активної потужності струм статора машини мінімальний. При збільшенні або зменшенні струму збудження, з'являється реактивна складова струму статора і повний струм статора зростає. В режимі перезбудження машина виробляє реактивну потужність і віддає її в мережу, в режимі недозбудження – споживає реактивну потужність з мережі. На рис 7.8, б) представлено залежність $I_a = f(I_3)$ при $M = \text{const}$, яка має назву U - подібної характеристики синхронного генератора.



а)



б)

Рис.7.8 – Характеристики синхронного генератора: а) – кутові; б) - U – подібні

Зм.	Арк.	№ докум.	Підпис.	Дата

Для кожної потужності має місце певний струм збудження, який відповідає мінімуму струму якоря. Штрихова крива, проведена через точки мінімумів, відповідає режимам роботи генератора з $\cos\varphi = 1$.

Незалежно від режиму роботи, ключовим елементом є правильно спроектована система розподілу електроенергії. Відповідно, необхідність якісних розподільчих щитів та систем автоматизації не можна недооцінювати. Вони забезпечують безпечну та ефективну експлуатацію когенераційної установки, контроль навантаження, аварійний захист і можливість перемикання між режимами роботи.

7.5 Ефективність використання когенераційних установок

Визначимо річний економічний ефект від застосування КГУ на базі газового двигун-генератора ДвГ1А-315 виробництва ТДВ «ДИЗЕЛЬМАШ-КГУ».

Загальна електрична потужність КГУ з врахуванням значення коефіцієнту використання потужності $k_B = 0,9$:

$$P_{\text{ел.заг}} = P_{\text{ел}} \cdot k_B = 315 \cdot 0,9 = 283,5 \text{ кВт.}$$

Приймаємо кількість годин роботи КГУ на рік – $t_p = 8000$ год/рік, тоді вироблення електричної енергії за рік складе:

$$W_{\text{ел.заг}} = P_{\text{ел.заг}} \cdot t_p = 283,5 \cdot 8000 = 2268000 \text{ кВт}\cdot\text{год/рік} = 2268 \text{ тис. кВт}\cdot\text{год/рік}$$

Загальна теплова потужність КГУ з врахуванням значення коефіцієнту використання потужності $k_B = 0,9$:

$$P_{\text{тепл.заг}} = P_{\text{тепл.}} \cdot k_B = 450 \cdot 0,9 = 405 \text{ кВт} \cdot 0,0008598 = 0,342 \text{ Гкал.}$$

Вироблення теплової енергії за рік складе:

$$W_{\text{тепл.заг}} = P_{\text{тепл.заг}} \cdot t_p = 0,342 \cdot 8000 = 2785,75 \text{ Гкал/рік}$$

Витрати палива (газу) при роботі КГУ протягом року:

$$B_{\text{газ.}} = 150 \cdot 0,9 \cdot 8000 = 1080 \text{ тис. нм}^3/\text{рік.}$$

						Арк.
Зм.	Арк.	№ докум.	Підпис.	Дата		72

Розраховуємо загальні річні витрати, які складаються з річного фонду оплати праці обслуговуючого персоналу, відрахування від заробітної плати, амортизаційних відрахувань, витрат на природний газ та масло, запчастини та технічне обслуговування КГУ:

$$P_B = 3П + B_{зп} + A_B + B_{газ} + B_M + TO = 720 + 158,4 + 870 + 14256 + 196,08 + 320 = 16370,48 \text{ тис. грн.},$$

де $3П$ – заробітна плата обслуговуючого персоналу за рік:

$$3П = N_{роб} \cdot 3П_{міс} \cdot 12 = 4 \cdot 10 \cdot 18 = 720 \text{ тис.грн};$$

$B_{зп}$ - відрахування від заробітної плати приймаються у розмірі 22 %:

$$B_{зп} = 0,22 \cdot 3П = 0,22 \cdot 720 = 158,4 \text{ тис.грн};$$

A_B - амортизаційні відрахування приймаються на рік: $A_B = 870 \text{ тис.грн.}$ [14];

$C_{газ}$ – вартість газу на рік: $C_{газ} = B_{газ} \cdot C_{0газ} = 1080 \cdot 13,2 = 14256 \text{ тис.грн.};$

B_M – витрати на масло марки «АРІАН-Ультрагаз»:

$$B_M = C_M \cdot (P_{ел.заг} \cdot B_{M0} \cdot 10^{-3} + K_M/t_M) \cdot t_p = 60 \cdot (283,5 \cdot 1 \cdot 10^{-3} + 500/4000) \cdot 8000 = 196,08 \text{ тис.грн.},$$

де C_M – вартість масла марки «АРІАН-Ультрагаз»;

B_{M0} - питома середньо-фактична витрата масла на угар;

K_M - кількість масла в установці;

t_M – кількість годин служби масла до заміни;

TO - запчастини та технічне обслуговування КГУ приймаються на рік:

$TO = 320 \text{ тис.грн.}$ [14].

Визначимо річний економічний ефект, виходячи з припущення, що вироблена електрична і теплова енергія будуть використані на підприємстві. Економія за рахунок заощадження на закупівлі електричної енергії:

$$E_{ел} = W_{ел.заг} \cdot C_{0ел} = 2268 \cdot 8,523 \cdot 10^{-3} = 19330,16 \text{ тис.грн.}$$

Економія за рахунок заощадження на виробленні теплової енергії:

$$E_{теп.} = W_{теп.заг} \cdot C_{0теп.} = 2785,75 \cdot 2254,92 = 6281,65 \text{ тис. грн.},$$

						Арк.
Зм.	Арк.	№ докум.	Підпис.	Дата		73

де $C_{0\text{теп}}$ - вартість 1 Гкал теплової енергії на підприємстві при отриманні такої ж кількості теплової енергії за допомогою інших приладів (в газових котлах, електричних приладах, тощо):

$$C_{0\text{теп}} = K_{\text{газ}} \cdot C_{\text{газ}} + P_{\text{ел.дод.}} \cdot C_{0\text{ел}} = 145 \cdot 13,2 + 40 \cdot 8,523 = 2254,92 \text{ тис. грн/гкал},$$

де $K_{\text{газ}}$ - середньостатистична кількість природного газу, необхідного для отримання 1 Гкал теплової енергії в газовому котлі;

$C_{\text{газ}}$ – вартість 1 м³ природного газу;

$P_{\text{ел.дод.}}$ - додаткова електрична енергія, що витрачається на отримання 1 Гкал теплової енергії (приводи насосів, інші електроприлади).

Тоді величина річного економічного ефекту від впровадження та експлуатації когенераційної установки:

$$E_{\Sigma} = E_{\text{ел}} + E_{\text{теп}} - P_{\text{в}} = 19330,16 + 6281,65 - 16370,48 = 9091,33 \text{ тис. грн.}$$

Розраховуємо простий термін окупності цього заходу:

$$T_{\text{ок.КГУ}} = \frac{K_{\text{КГУ}}}{E_{\Sigma}} = \frac{13700}{9091,33} = 1,51 \text{ років.}$$

У цьому розділі розглянуто загальні характеристики КГУ, зокрема ті, що випускає проектує підприємство. Показано доцільність застосування когенераційних установок на промисловому підприємстві, наприклад, у якості додаткового джерела живлення. Для когенераційної установки ДвГ1А-315 наведено розрахунки річного економічного ефекту та простого терміну окупності.

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

Висновки

У кваліфікаційній роботі виконано комплексне технічне обґрунтування системи електропостачання головного корпусу механообробного виробництва ТДВ «Дизельмаш КГУ». На основі вихідних даних підприємства проведено розрахунок електричних навантажень у мережах до і вище 1 кВ, що дозволило визначити оптимальні режими роботи обладнання.

Побудовано графіки електричних навантажень та виконано картограму їх розподілу по території головного корпусу, що дало змогу обґрунтувати доцільне розташування трансформаторних підстанцій (ТП) та розподільчих пунктів (РП). Вибрані схеми зовнішнього та внутрішнього електропостачання забезпечують надійність, гнучкість і ефективність енергозабезпечення.

У роботі проаналізовано реактивне навантаження системи та здійснено вибір пристроїв компенсації реактивної потужності, що сприяє зменшенню втрат електроенергії та покращенню енергетичних показників роботи підприємства. Також обґрунтовано типи, кількість і потужність цехових трансформаторних підстанцій та запропоновано їх оптимальне розташування і компоновку.

Проведено аналіз струмів короткого замикання, виконано вибір високовольтного обладнання, трансформаторів струму та напруги, а також облікових приладів, що відповідають вимогам надійності та безпеки.

У спеціальній частині проекту досліджено можливість впровадження когенераційних установок на базі газопоршневих двигунів-генераторів виробництва ТДВ «Дизельмаш-КГУ». Встановлено, що такі установки підвищують енергоефективність підприємства, забезпечують зменшення витрат на енергію та сприяють екологічній безпеці.

Таким чином, виконана кваліфікаційна робота підтверджує технічну та економічну доцільність запропонованих рішень щодо організації електропостачання головного корпусу та перспективи впровадження енергоефективних технологій.

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

ПЕРЕЛІК ПОСИЛАНЬ

1. Електротехнічні системи електроспоживання / [Плешков П. Г., Зінзура В.В., Гарасьова Н. Ю., Котиш А.І., Величко Т.В., Плешков С.П.] ; М-во освіти і науки України, Центральноукр. нац. техн. ун-т.- Кропивницький : ПП «Ексклюзив-Систем», 2021.-209 с.
2. Електропостачання промислових підприємств/Плешков П.Г., Орлович А. Ю., Котиш А.І. Навчальний посібник. –Кіровоград: РВЛ КНТУ, 2007р. –386 с.
3. Енергоефективні системи освітлення для промислових та комунально-побутових споживачів / [Плешков П. Г., Орлович А. Ю., Серебренніков С. В., Бегун А. П., Різуненко А. О., Гарасьова Н. Ю., Зінзура В. В] ;– Харків: ТОВ «Цифра Принт», 2018.– 242с.
4. Електричне обладнання підстанцій систем електропостачання / Орлович А.Ю., Плешков П.Г., Козловський О.А., Співак О.В., Котиш А.І., Величко Т.В. Навчальний посібник. Видавець Лисенко В.Ф., м.Кропивницький, 2020р. – 272 с.
5. Правила улаштування електроустановок / Міненерговугілля України. – Київ : 2017 . -617 с.
6. 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.
7. Трансформатори ТМ-1000/10/0,4. Львівський трансформаторний завод (ЛТЗ). [Електронний ресурс]. – Режим доступу: <https://axiomplus.com.ua/ua/silovye-transformatoryi/product-86119/>
8. Кабельні лінії [Електронний ресурс]. – Режим доступу: <https://ukrprovod.com.ua/>
9. Комплектні конденсаторні установки АКУ, КРМ, УКРМ [Електронний ресурс]. – Режим доступу: <https://electrocontrol.com.ua/ua/elektroshhitovoe-oborudovanie/kondensatornye-ustanovki-aku-04>

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

ДОДАТОК А

**Вибір високовольного обладнання розподільчого пристрою,
трансформаторів струму та напруги**

Таблиця А.1 - Вибір ввідних, секційних вимикачів.

Параметри мережі	Розрахункові формули	Параметри вимикача
10 кВ	$U_{уст} \leq U_{ном}$	10 кВ
139,48 А	$I_{max} \leq I_{ном}$	630 А
5,955 кА	$I_{пт} \leq I_{отк.ном}$	20 кА
8,422 кА	$\sqrt{2} I_{пт} + i_{ат} \leq \sqrt{2} I_{отк} (1+\beta_n)$	39,6 кА
5,955 кА	$I'' \leq I_{дин}$	20 кА
13,369 кА	$i_{уд} \leq i_{дин}$	52 кА
22,109 кА ² · с	$B_k \leq I_{терм}^2 t_{терм}$	1200 кА ² · с

Таблиця А.2 - Вибір вимикачів 10 кВ для відхідних ліній.

Параметри мережі	Розрахункові формули	Параметри вимикача
10 кВ	$U_{уст} \leq U_{ном}$	10 кВ
38,75 А	$I_{max} \leq I_{ном}$	630 А
5,945 кА	$I_{пт} \leq I_{отк.ном}$	20 кА
8,408 кА	$\sqrt{2} I_{пт} + i_{ат} \leq \sqrt{2} I_{отк} (1+\beta_n)$	$\sqrt{2} \cdot 20(1+0,4)=39,60$ кА
5,945 кА	$I'' \leq I_{дин}$	20 кА
13,251 кА	$i_{уд} \leq i_{дин}$	52 кА
22,036 кА ² · с	$B_k \leq I_{терм}^2 t_{терм}$	$20^2 \cdot 3 = 1200$ кА ² · с

Таблиця А.3 - Технічна характеристика КРП КУ-10.

Параметри	Каталожні дані
Номінальна напруга	10 кВ
Номінальний струм, А: Збірних шин	1000 А
Шафи	630А
Кількість і переріз силових кабелів, мм ²	4 (3x240)
Номінальний струм відключення, кА	31,5
Електродинамічна стійкість, кА	81
Тип привода до вимикача	Пружинний
Тип вимикача	RV-12

Таблиця А.4 - Вибір трансформатора струму на вводах 10 кВ.

Параметри мережі	Розрахункова формула	Параметри ТР
10 кВ	$U_{уст} \leq U_{ном}$	10 кВ
69.74 А	$I_{max} \leq I_{1 ном}$	100 А
13,369 кА	$i_y \leq i_{ел дин}$	128 кА
22,109 кА ² · с	$B_k \leq I_{терм}^2 t_{терм}$	$40^2 \cdot 3 = 4800$ кА ² · с

Таблиця А.5 - Розрахунок потужності споживачів власних потреб.

№ п/п	Споживач	n, шт	Встановлена потужність, кВт		cosφ/tgφ	P _{вст.}	Q _{вст.}
			P _{ном}	P _Σ			
1	Підігрів шаф КРП	18	0,6	10,8	1/0	10,8	0
2	Опалення та освітлення приміщення	1	6	6	0,97/0,25	6	1,5
3	Навантаження оперативних ланцюгів	2	3	6	0,97/0,25	6	1,5
4	Зовнішнє освітлення	2	3	6	0,5/1,73	6	10,38
	Ітого					28,8	13,38

Таблиця А.6 - Розрахунок вторинного навантаження трансформаторів струму на вводі

Прилад	Клас точності	Навантаження фази, ВА		
		А	В	С
Лічильник МТХ3G	0,2	3,6	-	3,6
Амперметр Е335	1,0	0,5	-	-
Всього		4,1	-	3,6

Таблиця А.7 - Розрахунок вторинного навантаження трансформаторів струму на відхідних лініях

Прилад	Клас точності	Навантаження фази, ВА		
		А	В	С
Лічильник активної та реактивної енергії МТХ3	2	6,0	-	6,0
Амперметр Е335	1,0	0,5	-	-
Всього		12,5	-	12,0

Таблиця А.8 - Розрахунок вторинного навантаження трансформатору напруги

Прилад	Тип	Кількість	S, В·А	Загальна потужність	
				Σ P, Вт	Σ Q, вар
Вольтметр (шини 10кВ)	Е335	1	2	2	-
Лічильник на вводі	МТХ3G	1	3,6	3,3	1,4
Лічильник на відхідних лініях	МТХ3	5	2,4	12,0	1,98
Всього:				17,3	3,38