

Центральноукраїнський національний технічний університет

Факультет будівництва, транспорту та енергетики

Кафедра «Електротехнічні системи та енергетичний менеджмент»

«Допущено до захисту»

Зав. кафедри ЕТС та ЕМ

канд. техн. наук, професор

_____ Петро ПЛІШКОВ

«__-__» _____ 2026 р.

КВАЛІФІКАЦІЙНА РОБОТА

ЗА ПЕРШИМ (БАКАЛАВРСЬКИМ) РІВНЕМ

ВИЩОЇ ОСВІТИ

на тему:

«Розробка системи електропостачання промислового об'єкта електротехнічного профілю»

Виконав здобувач вищої освіти

IV курсу, групи ЕЕ-23мб,

ОПП «Електроенергетика,

електротехніка та електромеханіка»

спеціальності 141 «Електроенергетика,

електротехніка та електромеханіка»

_____ Олександр ГУСАРОВ

«__-__» _____ 2026 р.

Керівник роботи

доцент, канд. техн. наук

_____ Валентин СОЛДАТЕНКО

«__-__» _____ 2026 р.

Рецензент _____

Центральноукраїнський національний технічний університет

Факультет будівництва, транспорту та енергетики

Кафедра електротехнічних систем та енергетичного менеджменту

Рівень вищої освіти перший (бакалаврський)

Галузь знань 14 «Електрична інженерія»

Спеціальність 141 «Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка»

Освітньо-професійна програма «Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка»

ЗАТВЕРДЖУЮ:

Завідувач кафедри ЕТС та ЕМ

_____ Петро ПЛІШКОВ

«_____» _____ 2026 р.

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

Гусарова Олександра Андрійовича

(прізвище, ім'я, по-батькові)

1. Тема роботи Розробка системи електропостачання промислового об'єкта електротехнічного профілю

Development of a power supply system for an industrial facility of an electro-technical profile

2. Керівник роботи Солдатенко Валентин Петрович, канд. техн. наук, доцент
(прізвище, ім'я, по-батькові, науковий ступінь, вчене звання)

3. Строк подання роботи до захисту 01.06.2026 р.

4. Мета та завдання кваліфікаційної роботи. Метою роботи є розробка системи електропостачання промислового об'єкта електротехнічного профілю. Для досягнення поставленої мети роботи необхідно вирішити наступні завдання:
1. Провести розрахунок електричних навантажень. 2. Провести розрахунок картограми електричних навантажень. 3. Здійснити техніко-економічне обґрунтування вибору схем електропостачання. 4. Провести розрахунок режимів реактивної потужності системи електропостачання. 5. Здійснити вибір кількості та потужності трансформаторів підприємства. 6. Провести розрахунок струмів коротких замкнень та здійснити вибір високовольтного обладнання. 7. Провести розрахунок спеціального розділу 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>Розрахунок електричних навантажень</i>	<i>13.04-20.04</i>	
2	<i>Картограма електричних навантажень</i>	<i>21.04-25.04</i>	
3	<i>Техніко-економічне обґрунтування вибору схем електропостачання</i>	<i>26.04-01.05</i>	
4	<i>Режими реактивної потужності системи електропостачання</i>	<i>02.05-08.05</i>	
5	<i>Вибір кількості та потужності трансформаторів підприємства</i>	<i>09.05-11.05</i>	
6	<i>Розрахунок струмів коротких замкнень та вибір високовольтного обладнання</i>	<i>12.05-18.05</i>	
7	<i>Спеціальний розділ</i>	<i>19.05-25.05</i>	
8	<i>Оформлення презентаційної частини КР</i>	<i>26.05-28.05</i>	
9	<i>Оформлення пояснювальної записки КР</i>	<i>29.05-31.05</i>	

Дата видачі завдання
«___» _____ 2026 р.

Підпис керівника _____

Валентин СОЛДАТЕНКО

Завдання прийнято до виконання
«___» _____ 2026 р.

Підпис здобувача _____

Олександр ГУСАРОВ

АНОТАЦІЯ

Кваліфікаційна робота: 83 с.; 11 рис.; 23 табл.; 5 джерел

Гусаров О. А. Розробка системи електропостачання промислового об'єкта електротехнічного профілю. – Рукопис.

Бакалаврська робота за спеціальністю 141 «Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка», ОПП «Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка». – Центральноукраїнський національний технічний університет, Кропивницький, 2026 рік.

Робота присвячена питанням розробки системи електропостачання промислового об'єкта електротехнічного профілю.

Визначено розрахункові електричні навантаження об'єкта та побудовано просторову картограму для оптимального трасування мереж і розміщення цехових підстанцій.

Обґрунтовано доцільність застосування радіальної схеми внутрішньозаводського електропостачання з елементами секційного резервування.

Спроектовано конфігурацію компенсації реактивної потужності, що дозволило мінімізувати електричні втрати та розвантажити силове обладнання.

На основі обчислення струмів короткого замикання виконано вибір та перевірку високовольтних кабельних ліній 10 кВ, вакуумних вимикачів, захисного обладнання.

Доведено ефективність застосування малопотужних електрогенеруючих установок для стабілізації напруги у локальних мікромережах завдяки високій швидкодії генерації реактивного струму інверторами.

Ключові слова: система електропостачання, електричне навантаження, струми короткого замикання, компенсація реактивної потужності, сонячна електростанція, децентралізована генерація, розумні мережі

ABSTRACT

Qualification work: 83 p.; 11 Fig.; 23 tables; 5 sources

Husarov O. Development of a power supply system for an industrial facility of an electro-technical profile. – 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, 2026.

The work is devoted to the development of a power supply system for an industrial facility of an electro-technical profile.

The calculated electrical loads of the facility were determined and a spatial cartogram was constructed for optimal network routing and placement of shop substations.

The feasibility of using a radial scheme of intra-factory power supply with sectional redundancy elements was substantiated.

A reactive power compensation configuration was designed, which allowed minimizing electrical losses and unloading power equipment.

Based on the calculation of short-circuit currents, the selection and verification of 10 kV high-voltage cable lines, vacuum circuit breakers, and protective equipment were performed.

The effectiveness of using low-power power generating units for voltage stabilization in local microgrids was proven due to the high speed of reactive current generation by inverters.

Keywords: power supply system, electrical load, short-circuit currents, reactive power compensation, solar power plant, decentralized generation, smart grids

ЗМІСТ

ВСТУП	7
РОЗДІЛ 1. РОЗРАХУНОК ЕЛЕКТРИЧНИХ НАВАНТАЖЕНЬ ПІДПРИЄМСТВА	9
1.1 Розрахунок силових електричних навантажень в мережі напругою до 1 кВ.....	9
1.2 Розрахунок освітлювальних електричних навантажень	10
1.3 Електричні навантаження в силових мережах вище 1 кВ	11
1.4 Графіки електричних навантажень підприємства	15
РОЗДІЛ 2. КАРТОГРАМА ЕЛЕКТРИЧНИХ НАВАНТАЖЕНЬ ПІДПРИЄМСТВА	20
РОЗДІЛ 3. ТЕХНІКО-ЕКОНОМІЧНЕ ОБҐРУНТУВАННЯ СХЕМ ЕЛЕКТРОПОСТАЧАННЯ ПІДПРИЄМСТВА.....	23
3.1 Схема зовнішнього електропостачання підприємства електрообладнання	24
3.2 Схема внутрішнього електропостачання підприємства	27
РОЗДІЛ 4. РЕЖИМИ РЕАКТИВНОЇ ПОТУЖНОСТІ СИСТЕМИ ЕЛЕКТРОПОСТАЧАННЯ ПІДПРИЄМСТВА.....	29
4.1 Баланс реактивної потужності підприємства електрообладнання	30
4.2 Вибір кількості, потужності та місця розташування компенсуючих пристроїв.....	32
РОЗДІЛ 5. ВИБІР КІЛЬКОСТІ І ПОТУЖНОСТІ ТРАНСФОРМАТОРІВ ПІДПРИЄМСТВА	35
РОЗДІЛ 6. ВИЗНАЧЕННЯ СТРУМІВ КОРОТКИХ ЗАМКНЕНЬ ТА ОБРАННЯ ВИСОКОВОЛЬТНОГО ОБЛАДНАННЯ	37
6.1 Обчислення параметрів струмів короткого замикання.....	38
6.2 Вибір обладнання кабельних ліній напругою 10 кВ	45
6.3 Вибір електричних апаратів напругою 10 кВ	47
6.4 Визначення потужності трансформаторів власних потреб і схем їх живлення.....	48
РОЗДІЛ 7. СПЕЦІАЛЬНИЙ РОЗДІЛ. АНАЛІЗ ФУНКЦІОНУВАННЯ СИСТЕМ ГЕНЕРАЦІЇ СОНЯЧНОЇ ЕНЕРГІЇ МАЛОЇ ПОТУЖНОСТІ.....	50
7.1 Перспективи впровадження геліоенергетики як ключового напрямку розвитку відновлюваних ресурсів в Україні	50
7.2 Вплив активного споживача на модернізацію енергетичних мереж	59
7.3 Моделювання робочих режимів автономної електромережі із двостороннім живленням навантаження	66
ВИСНОВКИ	80
СПИСОК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ	83

					КВАЛІФІКАЦІЙНА РОБОТА ЗА ПЕРШИМ (БАКАЛАВРСЬКИМ) РІВНЕМ ВИЩОЇ ОСВІТИ				
Зм.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата					
Розроб.		Гусаров О.А.			Розробка системи електропостачання промислового об'єкта електротехнічного профілю Development of a power supply system for an industrial facility of an electro-technical profile			Літ.	Аркуш
Перев.		Солдатенко В.П.						6	83
Н. контр.		Солдатенко В.П.						ЦНТУ гр. ЕЕ-23мб	
Затвер.		Плешков П.Г.							

ВСТУП

У сьогоднішніх реаліях індустріального розвитку питання енергозабезпечення заводів відіграє надзвичайно важливу роль, виступаючи фундаментальним критерієм для гарантування стабільної, безвідмовної та рентабельної діяльності будь-якого комплексу. Постійна наявність електричної енергії є базовою умовою для перебігу абсолютно всіх технологічних циклів. Вона живить потужні механізми, комплекси керування, прилади штучного освітлення, кліматичні установки, а відтак – безпосередньо формує якісні показники та фінансову успішність випуску продукції загалом.

Постійне розширення виробничих потужностей, поглиблення рівня механізації праці та активне застосування ресурсозберігаючих методик формують жорсткіші критерії до проєктування електричних мереж. Згідно з актуальними інженерними правилами та регламентами, енергетична інфраструктура зобов'язана не просто забезпечувати безперебійність живлення. Вона має гарантувати раціональне витрачання кіловат-годин, адекватно реагувати на добові зміни споживання, компенсувати реактивну складову струму та бути готовою до підключення альтернативних генеруючих потужностей.

Надзвичайної гостроти набуває розробка проєктів живлення саме для заводів, що випускають електротехнічні вироби, оскільки вони виступають рушіями вдосконалення енергетичної галузі. Подібні об'єкти відрізняються великим скупченням енергоємних верстатів, значною питомою густиною споживання струму та широким спектром виробничих операцій. Тому створення грамотної, фінансово виправданої та ощадливої конфігурації енергомережі для такого заводу постає як комплексне і надзвичайно відповідальне інженерне випробування.

Головним завданням даного бакалаврського дослідження є формування повноцінного проєкту забезпечення електроенергією заводу з випуску електротехнічної продукції. Запропонована схема повинна цілком задовольняти

						Ар.
						7

новітні стандарти безвідмовності, енергозбереження, охорони праці та бути вигідною з економічного погляду. Задля реалізації поставленої мети передбачено виконання наступних базових етапів:

- оцінка технологічних потреб і параметрів струмоприймачів, побудова добових кривих електроспоживання;
- створення просторової моделі (картограми) розподілу потужностей, що слугуватиме фундаментом для трасування мереж;
- фінансово-інженерне порівняння альтернатив для зовнішнього підключення та внутрішньозаводської розводки;
- дослідження балансу реактивної енергії та визначення необхідного обсягу конденсаторних батарей;
- обґрунтування кількості, номіналів та найвигіднішої локації головних знижувальних трансформаторів;
- математичне моделювання аварійних струмів для правильного підбору апаратури високої напруги, перерізів кабелів та джерел власних потреб;
- опрацювання вузькоспеціалізованої частини дослідження.

Під час виконання всіх розрахунків суворо дотримуються приписи чинної нормативної бази. До уваги беруться стандарти ПУЕ, відповідні ДСТУ, технічні обмеження від місцевої енергокомпанії, а також сучасні тенденції у сфері збереження ресурсів та екологічної безпеки.

						Ар.
						8

РОЗДІЛ 1

РОЗРАХУНОК ЕЛЕКТРИЧНИХ НАВАНТАЖЕНЬ ПІДПРИЄМСТВА

1.1 Розрахунок силових електричних навантажень в мережі напругою до 1 кВ

Нижче наведено зразок обчислення споживаної потужності установками до 1000 В на прикладі цеху світлотехнічних виробів.

$$m = \frac{P_{H.max}}{P_{H.min}} = \frac{99,08}{1,82} = 54,4$$

$$P_{зм} = \Sigma P_H \cdot K_B = 6865 \cdot 0,35 = 2402,75 \text{ кВт}$$

$$Q_{зм} = P_{зм} \cdot \operatorname{tg} \varphi = 2402,75 \cdot 0,88 = 2114,42 \text{ квар}$$

$$n_{\text{еф}} = \frac{2 \cdot \Sigma P_H}{P_{H.max}} = \frac{2 \cdot 6865}{99,08} \approx 139$$

Відповідно до джерела [1], прийнято коефіцієнт $K_p = 1,12$.

Таким чином, розрахункові показники для підрозділу світлотехнічних виробів становлять:

$$P_p = P_{зм} \cdot K_p = 2402,75 \cdot 1,12 = 2691,08 \text{ кВт}$$

$$Q_p = Q_{зм} = 2114,42 \text{ квар}$$

Отримані підсумки математичних операцій систематизовано у таблиці 1.1.

						Ар.
						9

Таблиця 1.1. Розрахунок навантажень до 1 кВ

№	Назва цеху	$N_{\text{спож шт}}$	$P_{\text{одн.сп.}}$		$P_{\text{сум, кВт}}$	m	K_v	$\cos\varphi$	$\text{tg}\varphi$	Сер. зм. нав.		$n_{\text{эф}}$	K_p	Розрах. навант.		
			min, кВт	max, кВт						$P_{\text{зм, кВт}}$	$Q_{\text{зм, квар}}$			$P_{\text{розр, кВт}}$	$Q_{\text{розр, квар}}$	$S_{\text{розр, кВА}}$
1	Цех світлотехнічних виробів	195	1,8	99,1	6865	54	0,35	0,75	0,88	2402,8	2114,42	139	1,1	2691,1	2114,4	3422,4
2	Дільниця заготовок і складські приміщення	145	4,6	114	288	25	0,35	0,75	0,88	100,8	88,7	5	1,9	186,48	97,57	210,46
3	Відділення обмотувальних робіт	115	7,6	55,6	1365	7,3	0,3	0,7	1,02	409,5	417,69	49	1,3	511,88	417,69	660,67
4	Дільниця електрообладнання автотракторної техніки	58	11	93	1698	8,4	0,5	0,7	1,02	849	865,98	37	1,2	1001,8	865,98	1324,2
5	Перший складальний підрозділ	68	2,8	78,9	1597	28	0,5	0,8	0,75	798,5	598,88	41	1,2	934,24	598,88	1109,7
6	Відділення листового штампування	48	9,6	88	1193	9,2	0,25	0,65	1,17	298,25	348,95	27	1,4	417,55	348,95	544,16
7	Станція компресорних установок	48	11	88	1193	7,9	0,7	0,85	0,62	835,1	517,76	27	1,1	926,96	517,76	1061,8
8	Другий складальний підрозділ	23	25	200	1163	7,9	0,7	0,7	1,02	814,1	830,38	12	1,2	960,64	830,38	1269,8
Σ	Всього	700	1,8	200	15362	110	0,42	0,75	0,89	6508	5782,76	153	1,1	7158,8	5782,8	9202,7

1.2 Розрахунок освітлювальних електричних навантажень

Далі продемонстровано типовий алгоритм знаходження електроспоживання освітлювальних приладів для підрозділу світлотехнічних виробів.

$$P_{\text{BCT}} = F \cdot p_0 \cdot 10^{-3} = 3547 \cdot 18 \cdot 10^{-3} = 63,85 \text{ кВТ}$$

$$P_p = K_{\Pi} \cdot K_1 \cdot P_{\text{БСТ}} = 0,95 \cdot 1,2 \cdot 63,85 = 72,79 \text{ кВТ}$$

$$Q_p = P_p \cdot \operatorname{tg} \varphi = 72,79 \cdot 1,732 = 126,07 \text{ кВар}$$

Підсумкові параметри для решти виробничих площ згруповано у зведеній таблиці 1.2.

Таблиця 1.2. Показники споживаної потужності світильників

№	Назва цеху	$F, \text{ м}^2$	$P_0, \text{ Вт/м}^2$	$P_{\text{вст}}, \text{ кВт}$	$K_{\text{п}}$	K_1	$\cos\varphi$	$\text{tg}\varphi$	$P_{\text{р}}, \text{ кВт}$	$Q_{\text{р}}, \text{ квар}$	$S_{\text{р}}, \text{ кВА}$
1	Цех світлотехнічних виробів	3547	18	63,9	1	1	0,5	1,73	72,79	126,1	145,6
2	Дільниця заготовок і складські приміщення	1332	14	18,7	1	1	0,9	0,48	21,26	10,29	23,62
3	Відділення обмотувальних робіт	2034	17	34,6	1	1	0,9	0,48	39,42	19,08	43,79
4	Дільниця електрообладнання автотракторної техніки	2808	13	36,5	1	1	0,9	0,48	41,61	20,14	46,23
5	Перший складальний підрозділ	2034	14	28,5	1	1	0,9	0,48	32,47	15,72	36,07
6	Відділення листового штампування	1670	14	23,4	1	1	0,9	0,48	26,65	12,9	29,61
7	Станція компресорних установок	997	10	9,97	1	1	0,9	0,48	11,37	5,5	12,63
8	Другий складальний підрозділ	1071	6	6,43	1	1	0,9	0,48	7,33	3,55	8,14
9	Зовнішня територія підприємства	115378	0,1	11,5	1	1	0,5	1,73	12,69	21,98	25,38
Σ	Разом			233					265,6	235,2	354,8

1.3 Електричні навантаження в силових мережах вище 1 кВ

Підсумки визначення електричних навантажень у мережах понад 1 кВ систематизовано у таблиці 1.3.

Таблиця 1.3. Показники силових навантажень вище 1 кВ

Назва	$N_{\text{спож шт}}$	$P_{\text{одн.сп.}}$		$P_{\text{сум, кВт}}$	m	$K_{\text{в}}$	$\cos \varphi$	$\text{tg} \varphi$	Сер. зм. нав.		$n_{\text{эф}}$	$K_{\text{р}}$	Розрах навантаж.		
		min, кВт	max, кВт						$P_{\text{зм, кВт}}$	$Q_{\text{зм, квар}}$			$P_{\text{розр, кВт}}$	$Q_{\text{розр, квар}}$	$S_{\text{розр, кВА}}$
ТП-1, ТП-2															
Цех світлотехнічних виробів															
силове:	195	1.82	99.08	6865	54.4	0.35	0.75	0.88	2402.75	2114.42	139	1.12	2691.08	2114.42	3422.38
освітлювальне:				63.85					72.79	126.07			72.79	126.07	
Всього:									2475.54	2240.49			2763.87	2240.49	3559.50
Зовнішня територія підприємства															
освітлювальне:				11.54					12.69	21.98			12.69	21.98	
Всього:									12.69	21.98			12.69	21.98	25.38
Всього по ТП-1, ТП-2:															
силове:	195	1.82	99.08	6865	54.4	0.35	0.75	0.88	2402.75	2114.42	139	1.12	2691.08	2114.42	3422.38
освітлювальне:				75.39					85.48	148.05					
БК 0,4 кВ										2083				2083	
Всього на шинах 0.4 кВ ТП-1, ТП-2:									2488.23	179.47			2776.56	186.45	2782.82
Втрати в трансформаторах:													31.05	162.20	
Кількість трансформаторів: 4															
Номинальна потужність, кВА: 1000															
Коефіцієнт завантаження: $K_3 = 0,69$															
Всього на шинах 10 кВ ТП-1, ТП-2:													2807.61	348.65	2829.17
ТП-3															
Дільниця заготовок і складські приміщення															
силове:	145	4.55	113.74	288	25.0	0.35	0.75	0.88	100.80	88.70	5	1.85	186.48	97.57	210.46
освітлювальне:				18.65					21.26	10.29					
Всього:									122.06	98.99			207.74	107.86	234.05
Дільниця електрообладнання автотракторної техніки															
силове:	58	11.12	93.01	1698	8.4	0.50	0.70	01.02	849.00	865.98	37	1.18	1001.82	865.98	1324.22
освітлювальне:				36.50					41.61	20.14					
Всього:									890.61	886.12			1043.43	886.12	1369.37
Всього по ТП-3:															
силове:	203	4.55	113.74	1986	25.0	0.48	0.71	01.01	949.80	954.68	35	1.19	1130.30	954.68	1479.50
освітлювальне:				55.15					62.87	30.43					
БК 0,4 кВ										320				320	
Всього на шинах 0.4 кВ ТП-3:									1012.67	665.11			1193.17	665.11	1366.12

Продовження табл. 1.3

Втрати в трансформаторах:														15.15	79.25	
Кількість трансформаторів: 2																
Номінальна потужність, кВА: 1000																
Коефіцієнт завантаження: $K_z = 0,68$																
Всього на шинах 10 кВ ТП-3:														1208.32	744.36	1419.23
ТП-4, ТП-5																
Відділення обмотувальних робіт																
силове:	115	7.58	55.60	1365	7.3	0.30	0.70	01.02	409.50	417.69	49	1.25	511.88	417.69	660.67	
освітлювальне:				34.58					39.42	19.08						
Всього:									448.92	436.77			551.30	436.77	703.73	
Перший складальний підрозділ																
силове:	68	2.78	78.86	1597	28.4	0.50	0.80	0.75	798.50	598.88	41	1.17	934.24	598.88	1109.71	
освітлювальне:				28.48					32.47	15.72						
Всього:									830.97	614.60			966.71	614.60	1144.92	
Відділення листового штампування																
силове:	48	9.60	87.96	1193	9.2	0.25	0.65	1.17	298.25	348.95	27	1.40	417.55	348.95	544.16	
освітлювальне:				23.38					26.65	12.90						
Всього:									324.90	361.85			444.20	361.85	572.93	
Всього по ТП-4, ТП-5:																
силове:	231	2.78	87.96	4155	31.6	0.36	0.74	0.91	1506.65	1365.52	94	1.15	1727.09	1365.52	2201.76	
освітлювальне:				86.44					98.54	47.70						
БК 0,4 кВ										471				471		
Всього на шинах 0.4 кВ ТП-4, ТП-5:									1605.19	942.22			1825.63	942.22	2054.41	
Втрати в трансформаторах:													22.74	118.98		
Кількість трансформаторів: 3																
Номінальна потужність, кВА: 1000																
Коефіцієнт завантаження: $K_z = 0,68$																
Всього на шинах 10 кВ ТП-4, ТП-5:													1848.37	1061.20	2131.25	
ТП-6, ТП-7																
Станція компресорних установок																
силове:	48	11.12	87.96	1193	7.9	0.70	0.85	0.62	835.10	517.76	27	1.11	926.96	517.76	1061.76	
освітлювальне:				9.97					11.37	5.50						
Всього:									846.47	523.26			938.33	523.26	1074.45	
Другий складальний підрозділ																
силове:	23	25.28	200.18	1163	7.9	0.70	0.70	01.02	814.10	830.38	12	1.18	960.64	830.38	1269.79	

Продовження табл. 1.3

освітлювальне:				6.43					7.33	3.55					
Всього:									821.43	833.93			967.97	833.93	1277.86
Всього по ТП-6, ТП-7:															
силове:	71	11.12	200.18	2356	18.0	0.70	0.77	0.82	1649.20	1348.14	24	1.12	1847.29	1348.14	2286.81
освітлювальне:				16.40					18.70	09.05					
БК 0,4 кВ										487				487	
Всього на шинах 0.4 кВ ТП-6, ТП-7:									1667.90	870.19			1865.99	870.19	2060.01
Втрати в трансформаторах													22.80	119.30	
Кількість трансформаторів: 3															
Номінальна потужність, кВА: 1000															
Коефіцієнт завантаження: $K_z = 0,68$															
Всього на шинах 10 кВ ТП-6, ТП-7:													1888.79	989.49	2132.80
Всього по об'єкту															
силове:	700	1.82	200.18	15362	110.0	0.42	0.94	0.37	6508.00	2428.99	153	1.10	7158.80	2428.99	7560.10
освітлювальне:				233.38					265.59	235.23					
Всього:									6773.59	2664.22			7424.39	2664.22	7888.22
Потужність КП 0,4 кВ:										3358				3358	
Втрати в трансформаторах													91.71	479.77	
Всього по об'єкту:													7516.10	3143.99	8145.48
Високовольтне навантаження															
Синхронні двигуни 10 кВ:	2	808.80	808.80	1617.60		0.6	0.9	0.48	970.56	470.06			970.56	470.06	1078.40
Всього високовольтного навантаження:													970.56	470.06	1078.40
Всього по об'єкту 10 кВ:													8486.66	2673.93	8898.11
КП 10 кВ:														1820	
Всього 10 кВ з КП:													8486.66	853.93	8529.51
$t_{gf} = 0,101$															

1.4 Графіки електричних навантажень підприємства

Підсумки обчислення параметрів для побудови добових кривих споживаної потужності представлені у вигляді зведеної інформації.

Таблиця 1.4. Вихідні відомості для формування добових кривих навантаження

№	Роб. дні		Вих.дні	
	P, %	Q, %	P, %	Q, %
1	100	100	53,6	46,5
2	84,9	93	53,6	46,5
3	94	92	53,6	46,5
4	68,7	79,9	53,6	46,5
5	44,5	65,7	53,6	46,5
6	41,5	66,7	53,6	46,5
7	67,7	75,8	53,6	46,5
8	67,7	81,9	38,4	46,5
9	69,8	85,9	38,4	36,4
10	68,7	77,8	38,4	36,4
11	65,7	81,9	38,4	36,4
12	59,6	74,8	38,4	36,4
13	55,6	75,8	38,4	36,4
14	53,6	68,7	38,4	36,4
15	63,7	76,8	38,4	36,4
16	68,7	84,9	38,4	36,4
17	72,8	85,9	38,4	36,4
18	68,7	84,9	38,4	36,4
19	70,8	84,9	53,6	46,5
20	66,7	78,9	53,6	46,5
21	59,6	72,8	53,6	46,5
22	29,3	74,8	53,6	46,5
23	59,6	75,8	53,6	46,5
24	100	100	53,6	46,5

Таблиця 1.5. Зведені показники добових графіків навантаження

№	Зим.дні						Літн. дні					
	Роб. дні			Вих.і дні			Роб. дні			Вих.і дні		
	$P_{д}$ кВт	$Q_{д}$ квар	$S_{д}$ кВА	$P_{д}$ кВт	$Q_{д}$ квар	$S_{д}$ кВА	$P_{д}$ кВт	$Q_{д}$ квар	$S_{д}$ кВА	$P_{д}$ кВт	$Q_{д}$ квар	$S_{д}$ кВА
1	8462	1015	8523	4485	468	4509	7193	863	7245	3812	397	3832
2	7108	934	7169	4485	468	4509	6043	794	6094	3812	397	3832
3	7870	924	7924	4485	468	4509	6689	785	6735	3812	397	3832
4	5754	803	5810	4485	468	4509	4891	682	4939	3812	397	3832
5	3723	660	3781	4485	468	4509	3165	561	3214	3812	397	3832
6	3469	670	3533	4485	468	4509	2949	570	3004	3812	397	3832
7	5670	762	5721	4485	468	4509	4819	648	4863	3812	397	3832
8	5670	823	5730	3216	468	3250	4819	699	4870	2733	397	2762
9	5839	863	5903	3216	365	3236	4963	734	5016	2733	311	2751
10	5754	782	5807	3216	365	3236	4891	665	4936	2733	311	2751
11	5500	823	5561	3216	365	3236	4675	699	4727	2733	311	2751
12	4993	752	5050	3216	365	3236	4244	639	4292	2733	311	2751
13	4654	762	4716	3216	365	3236	3956	648	4009	2733	311	2751
14	4485	690	4538	3216	365	3236	3812	587	3857	2733	311	2751
15	5331	772	5387	3216	365	3236	4532	656	4579	2733	311	2751
16	5754	853	5817	3216	365	3236	4891	725	4945	2733	311	2751
17	6093	863	6154	3216	365	3236	5179	734	5231	2733	311	2751
18	5754	853	5817	3216	365	3236	4891	725	4945	2733	311	2751
19	5923	853	5984	4485	468	4509	5035	725	5086	3812	397	3832
20	5585	792	5641	4485	468	4509	4747	673	4795	3812	397	3832
21	4993	731	5047	4485	468	4509	4244	621	4290	3812	397	3832
22	2454	752	2566	4485	468	4509	2086	639	2181	3812	397	3832
23	4993	762	5051	4485	468	4509	4244	648	4294	3812	397	3832
24	8462	1015	8523	4485	468	4509	7193	863	7245	3812	397	3832

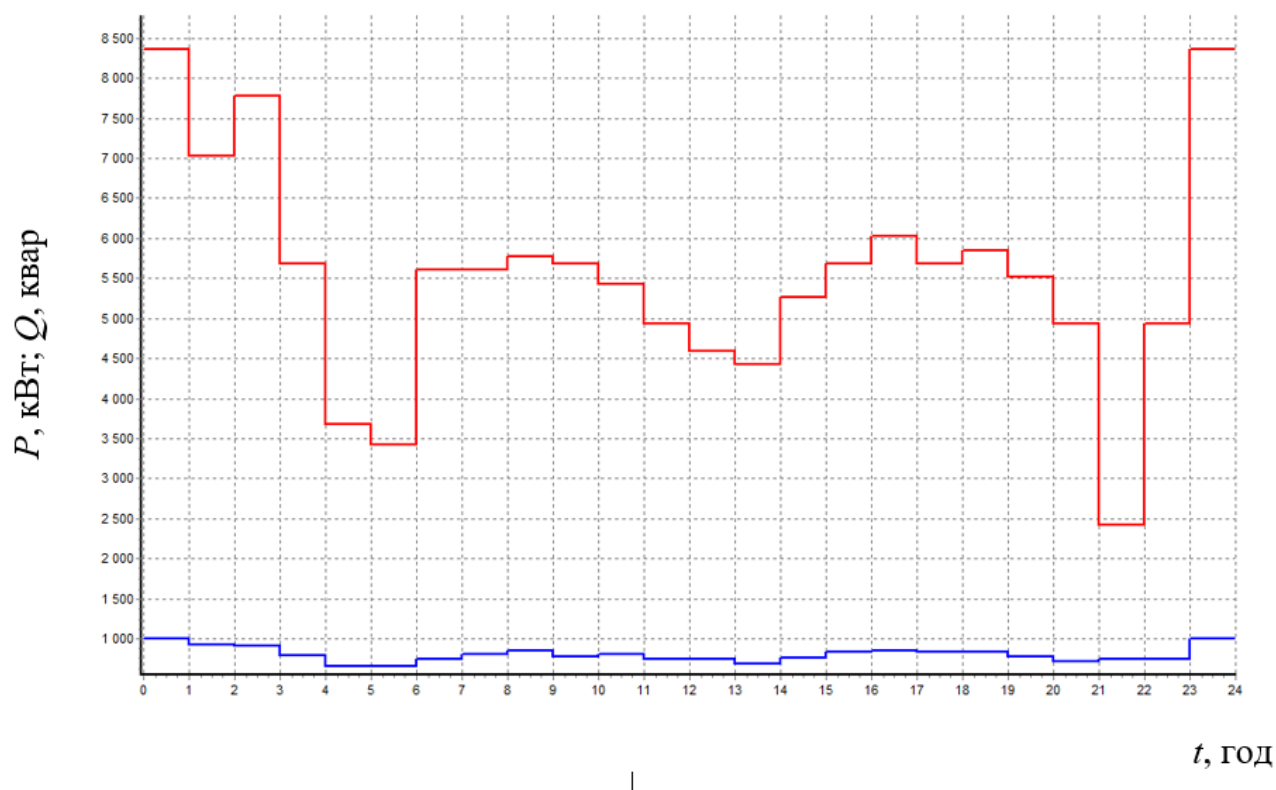


Рис. 1.1. Добові графіки (з. р.)

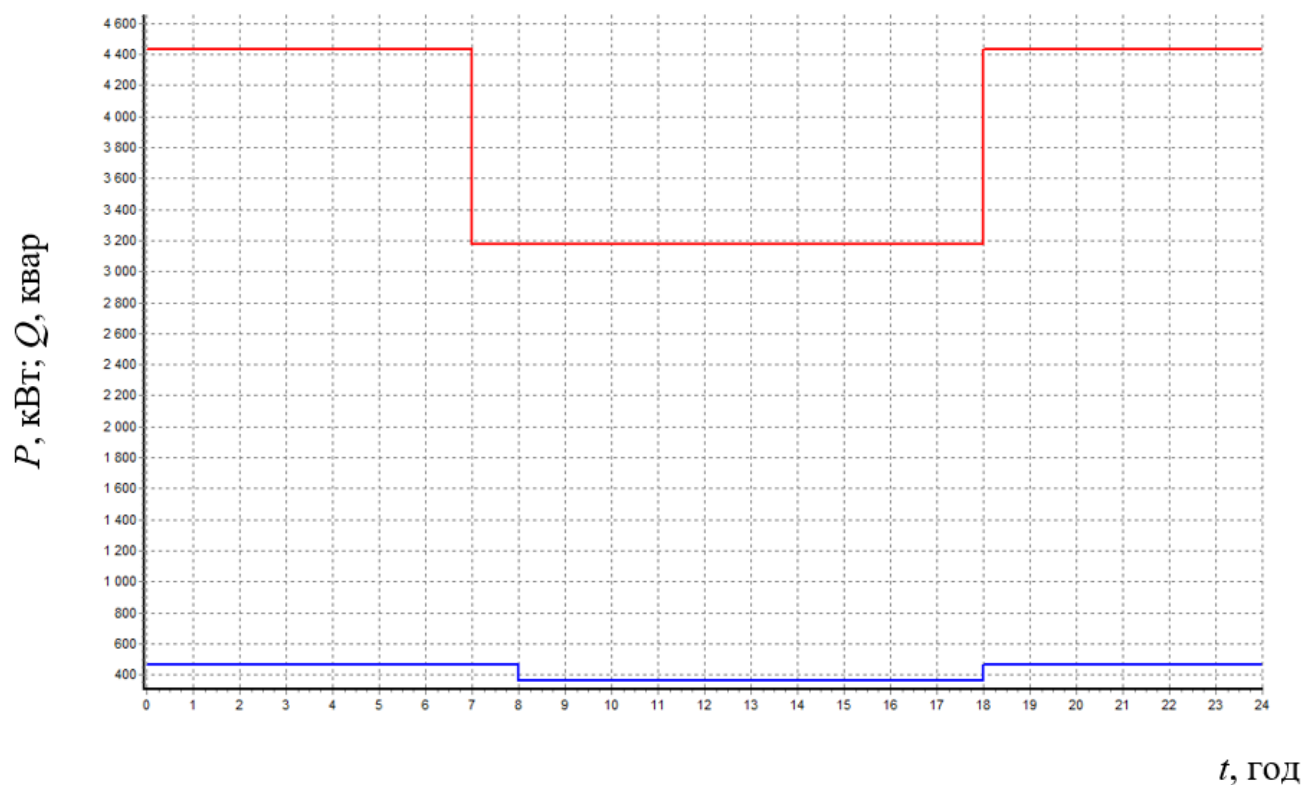


Рис. 1.2. Добові графіки активн. (з.в.)

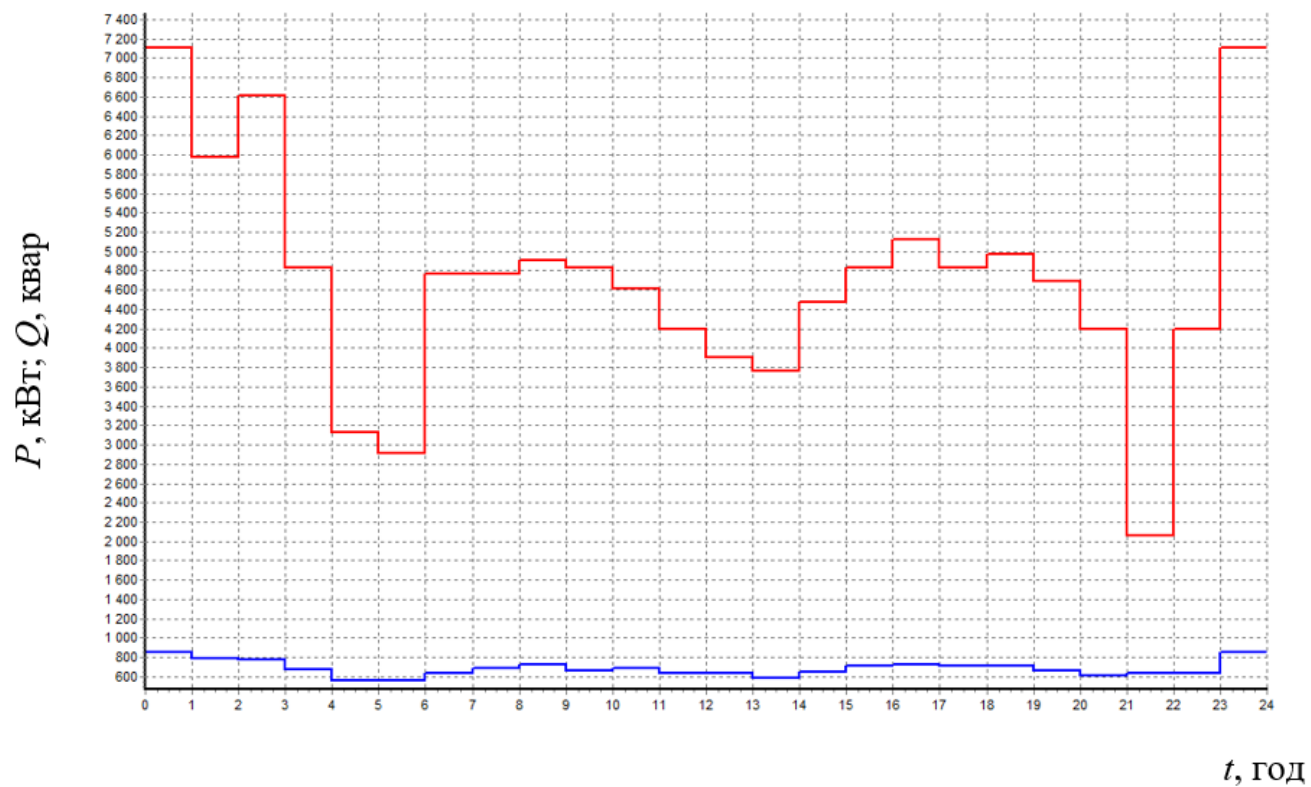


Рис. 1.3. Добові графіки (л.р.)

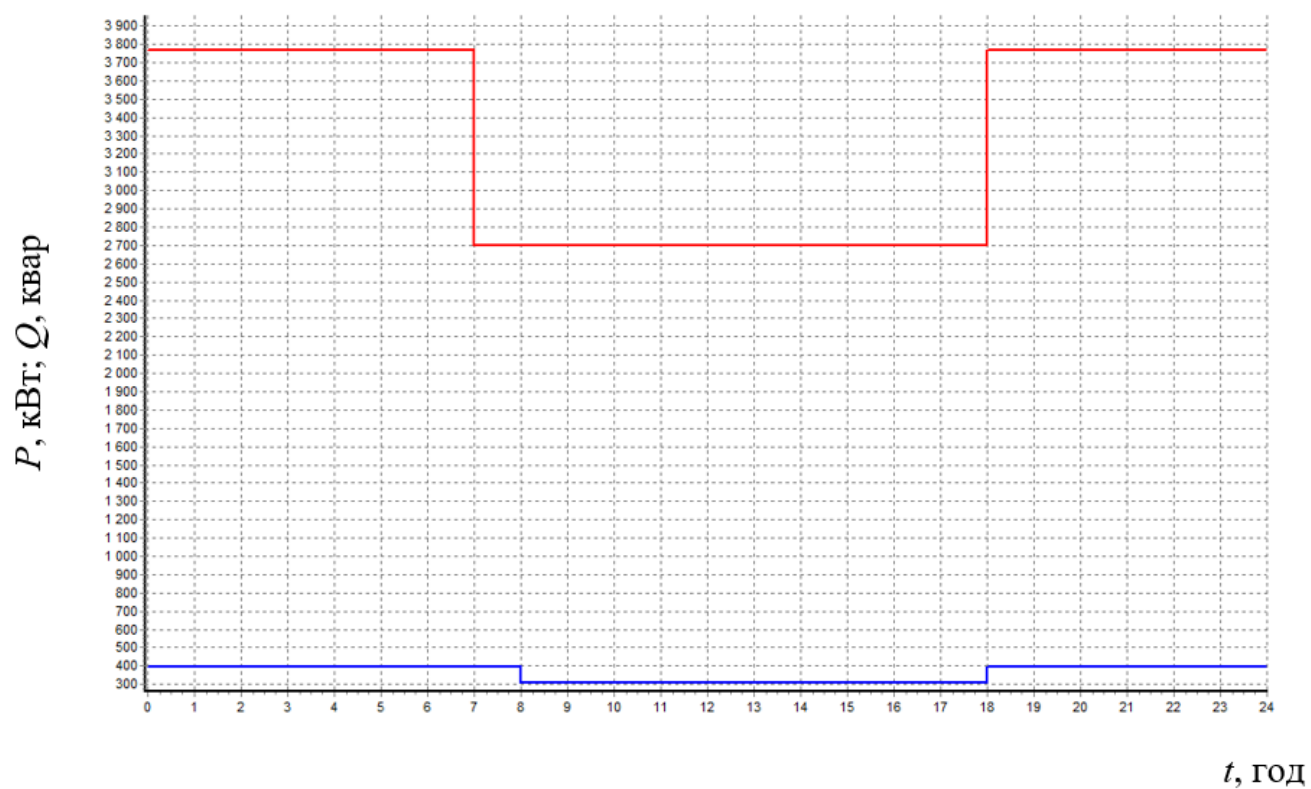


Рис. 1.4 Добові графіки (л.в.)

РОЗДІЛ 2

КАРТОГРАМА ЕЛЕКТРИЧНИХ НАВАНТАЖЕНЬ ПІДПРИЄМСТВА

Важливою стадією розробки мережі живлення індустріального об'єкта виступає територіальне дослідження споживаних потужностей. Цей процес здійснюється за допомогою створення спеціальної картограми, яка слугує наочною моделлю просторового розподілу електроприймачів на генплані заводу, беручи до уваги обсяги їхнього енергоспоживання.

Формування такого плану дає змогу побачити скупчення енергоємного обладнання на різних ділянках виробництва. Завдяки цьому вдається визначити найбільш доцільні локації для встановлення трансформаторів, розподільних пристроїв і оптимізувати прокладання ліній електропередачі. У підсумку покращується загальна конфігурація внутрішньозаводської мережі, що допомагає мінімізувати фінансові витрати на кабельну продукцію, скоротити втрати потужності та підвищити надійність живлення.

Під час розробки цієї графічної моделі береться до уваги як абсолютне значення споживаної енергії, так і географічна позиція кожного цеху на території. Надзвичайно важливо дотримуватися заданого масштабування, точно переносити розрахункові координати та узгоджувати інформацію з результатами попередніх математичних обчислень.

Базовим елементом даної методики виступає поняття центру електронавантажень. Це теоретична координата, де найвигідніше розташувати головне джерело енергії задля досягнення мінімальної протяжності кабельних магістралей. Пошук цієї точки спирається на принцип статичних моментів, який нагадує фізичний метод знаходження центру мас. Тут кожен окремий приймач характеризується власною позицією та певним показником «ваги», пропорційним його потужності.

Знайдені таким шляхом координати застосовуються для орієнтовного вибору майданчика під трансформаторну підстанцію або головний розподільний пункт. За

						Ар.
						20

потреби, цю позицію коригують, зважаючи на існуючі архітектурні обмеження, наявність інших інженерних мереж, а також суворі санітарні чи протипожежні нормативи.

Даний підрозділ присвячено безпосередньому створенню картограми для підприємства електротехнічної продукції. Тут буде знайдено координати центру навантажень та наведено аргументацію щодо оптимального розташування ключових вузлів живлення.

Як зразок, нижче продемонстровано математичні операції для цеху світлотехнічних виробів:

$$R = \sqrt{\frac{P_{\text{сил}} + P_{\text{осв}}}{m \cdot \pi}} = \sqrt{\frac{2691,08 + 72,79}{0,2 \cdot 3,14}} = 66,34 \text{ м}$$

$$\alpha = \frac{360 \cdot P_{\text{осв}}}{P_{\text{сил}} + P_{\text{осв}}} = \frac{360 \cdot 72,79}{2691,08 + 72,79} = 9,48^\circ$$

Аналогічні обчислення для решти будівель систематизовано у таблиці 2.1.

Глобальний центр електроспоживання об'єкта отримав такі координати на генеральному плані:

$$X = \frac{\sum P_j \cdot X_j}{\sum P_j} = \frac{1446700,50}{8874,43} = 163,02 \text{ м}$$

$$Y = \frac{\sum P_j \cdot Y_j}{\sum P_j} = \frac{1140026,79}{8874,43} = 128,46 \text{ м}$$

Таблиця 2.1. Розрахункові параметри для формування картограми та пошуку координати центру електричних навантажень

№ п/п	Найменування	$P_{P.сил},$ кВт	$P_{P.осв},$ кВт	$P_P,$ кВт	m	$R,$ мм	α	$x,$ м	$y,$ м	$P \cdot x,$ кВт · м	$P \cdot y,$ кВт · м
1	Цех світлотехнічних виробів	2691,08	72,79	2763,87	0,2	66,34	9,48	193	205	534228,43	567809,45
2	Дільниця заготовок і складські приміщення	186,48	21,26	207,74	0,2	18,19	36,84	71	203	14716,30	42256,44
3	Відділення обмотувальних робіт	511,88	39,42	551,30	0,2	29,63	25,74	287	196	158449,13	108236,73
4	Дільниця електрообладнання автотракторної техні	1001,82	41,61	1043,43	0,2	40,76	14,36	49	132	50689,83	137273,65
5	Перший складальний підрозділ	934,24	32,47	966,71	0,2	39,23	12,09	388	115	374696,80	111529,33
6	Відділення листового штампування	417,55	26,65	444,20	0,2	26,60	21,60	268	103	119125,56	45850,32
7	Станція компресорних установок										
	а) 0,4 кВ	926,96	11,37	938,33	0,2	38,65	4,36	50	43	46531,78	39879,03
	б) 10,5 кВ (СД)	970,56	0	970,56	0,2	39,31	0,00	50	45	48130,07	43219,04
8	Другий складальний підрозділ	960,64	7,33	967,97	0,2	39,26	2,73	103	40	99913,86	39183,43
9	Зовнішня територія підприємства	0	12,69	12,69	0,2	4,50	360,00	186	200	2362,98	2542,82
Σ	Всього по об'єкту	8601,21	265,59	8866,80						1448844,74	1137780,24

РОЗДІЛ 3

ТЕХНІКО-ЕКОНОМІЧНЕ ОБҐРУНТУВАННЯ СХЕМ ЕЛЕКТРОПОСТАЧАННЯ ПІДПРИЄМСТВА

Створення проєкту енергозабезпечення індустріального об'єкта вимагає підбору раціональної з інженерного та фінансового поглядів конфігурації системи. Вона мусить гарантувати безвідмовну, безпечну і стабільну подачу струму до кожної електроустановки. Від правильності ухвалених рішень безпосередньо залежить довговічність функціонування механізмів, рівень енергоефективності випуску продукції, а також сукупні витрати на утримання заводу.

Структура електричної мережі виробничого комплексу поділяється на два головні сегменти:

- зовнішнє енергозабезпечення, завданням якого є приєднання об'єкта до генеруючих потужностей (ліній електропередачі або вузлів районної енергосистеми);
- внутрішнє живлення, що складається з локальних кабельних магістралей, цехових трансформаторів, комутаційних апаратів та підведень безпосередньо до робочих машин.

У межах даної частини досліджується кілька альтернативних концепцій побудови мережі заводу. При цьому беруться до уваги реальні обсяги споживання струму, особливості генерального плану, специфіка виробничих циклів і потенціал майбутнього розширення потужностей. Кожна запропонована модель проходить ретельну техніко-економічну експертизу. Вона передбачає вивчення інженерних параметрів, ступеня безвідмовності, зручності обслуговування, початкових інвестицій та очікуваних поточних фінансових вкладень.

Під час вивчення аспектів зовнішнього підключення оцінюється оптимальне місце врізки у магістраль енергокомпанії, номінал напруги, кількість і характер ввідних ліній, включно з варіантами резервування потужності. Крім того, беруться до уваги критерії релейного захисту від позаштатних ситуацій, засоби

						Ар.
						23

комерційного вимірювання витрат енергії, а також суворе дотримання приписів чинних стандартів (ПУЕ, будівельних норм тощо).

Щодо локальної цехової мережі, проводиться детальне вивчення її топології, здійснюється підбір комутаційної апаратури, визначаються параметри трансформаторних підстанцій та вид розводки (радіальна, магістральна чи комбінована). Окремо наводяться аргументи на користь інтеграції сучасних комплексів автоматичного контролю та диспетчеризації енергетичних потоків.

Зіставлення інженерних і фінансових показників усіх розглянутих альтернатив дає змогу визначити найкращу конфігурацію системи живлення. Вона має гарантувати ідеальний компроміс між технологічною досконалістю, рівнем енергобезпеки та максимальним скороченням як стартових, так і регулярних витрат. Ухвалене рішення стане базовим фундаментом для виконання подальших математичних дій і поглибленого проєктування компонентів мережі у наступних главах документа.

3.1 Схема зовнішнього електропостачання підприємства електрообладнання

Завод з виробництва електротехнічної продукції має можливість приєднатися до джерела живлення (підстанції 35/10 кВ), що знаходиться на відстані 6,58 км. Існує два можливі методи реалізації цього завдання:

1. Перший метод передбачає прокладання підземних кабельних магістралей з номіналом 10 кВ (показано на рис. 3.1, а).
2. Друга альтернатива полягає у спорудженні повітряних ліній електропередачі класу 35 кВ (зображено на рис. 3.1, б).

Аналіз першого варіанта (кабельна магістраль 10 кВ). Обчислення струмового навантаження для підземної траси в амперах:

$$I_{max} = \frac{S_{розр}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном}} = \frac{8523,19}{\sqrt{3} \cdot 10} = 492,09 \text{ А}$$

						Ар.
						24

До встановлення приймається чотири паралельні провідники марки АСБ-10(3х95).

Перевірочні розрахунки вибраного перерізу:

$$I_p = 123,02 \text{ A} \leq K_{\pi} \cdot I_{\text{доп}} = 0,84 \cdot 205 = 172,2 \text{ A}$$

$$I_{\text{ав}} = 2 \cdot I_p = 2 \cdot 123,02 = 246,04 \text{ A} \leq K_{\text{ап}} \cdot K_{\pi} \cdot I'_{\text{доп}} = 1,25 \cdot 1 \cdot 205 = 256,25 \text{ A}$$

Вибрана конфігурація повністю відповідає всім технічним нормам.

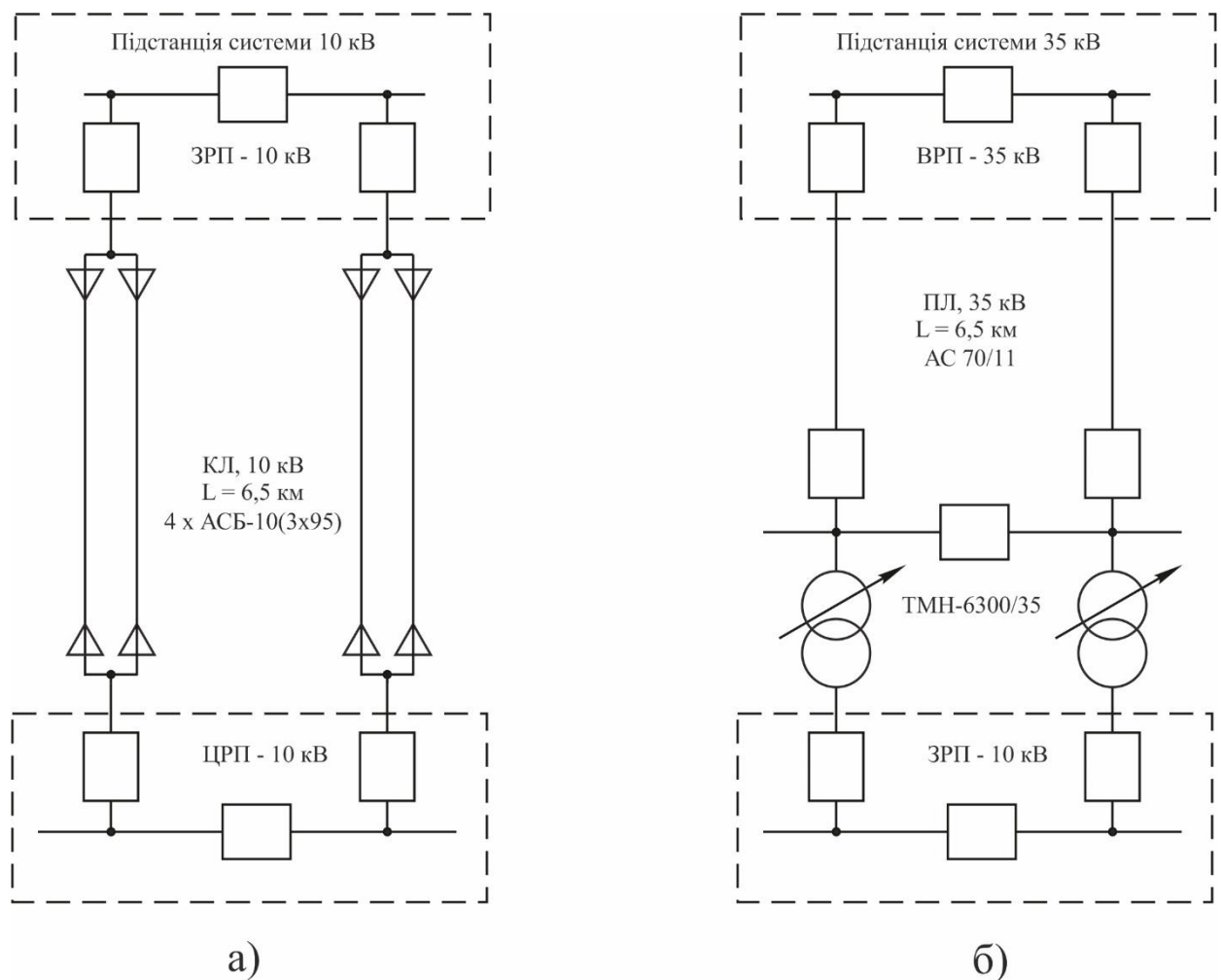


Рис. 3.1. Схеми зовн. електропостач.

$$K_3 = \frac{I_p}{I_{\text{доп}}} = \frac{123,02}{205} = 0,60$$

$$\Delta P_{\Sigma} = P_{1\text{км}} \cdot l \cdot K_3^2 = 16 \cdot 26,32 \cdot 0,36 = 151,60 \text{ кВт}$$

$$\Delta W_{\text{л}} = \Delta P \cdot \tau_{\text{м}} = 75,80 \cdot 3375,7 = 255878,06 \text{ кВт} \cdot \text{год}$$

$$C_{\text{в.тр}} = \Delta W_{\text{л}} \cdot C_0 \cdot 0,001 = 255878,06 \cdot 8,98 \cdot 0,001 = 2297,78 \text{ тис. грн}$$

Таблиця 3.1. Розрахунок капвкладень

Найменування компонента мережі	Одиниця виміру	Обсяг	Ціна за одиницю, тис. грн	Загальна сума, тис. грн
КЛ 10 кВ	км	26,32	48,58	1278,63
Траншея	км	6,58	14,47	95,21
Шафи КРП серії КУ-10	шт.	2	10,83	21,66
Разом				1395,5

Таблиця 3.2. Поточні витрати

Найменування компонента мережі	К _ж , тис. грн	Р _{а_ж} , %	С _{а_ж} , тис. грн	Р _{е_ж} , %	С _{е_ж} , тис. грн	С _ж , тис. грн
КЛ 10 кВ	1278,63	5	63,93	5	63,93	127,86
Траншея	95,21	5	4,76	5	4,76	9,52
Шафи КРП серії КУ-10	21,66	15	3,25	5	1,08	4,33
Разом						141,71

Таблиця 3.3. Результати порівняння схем зовн. Електропостачання

Найменування фінансового критерію, тис. грн	КЛ 10 кВ	ПЛ 35 кВ)
Початкові інвестиції (капіталовкладення)	1395,5	6874,52
Щорічні експлуатаційні видатки	141,71	1330,17
Грошовий еквівалент втрат електроенергії	2297,78	4897,83
Фінансові збитки від переривання живлення	12,12	7,77
Загальні розрахункові (зведені) витрати	2619,07	7060,71

З огляду на результати попередніх розрахунків, перша альтернатива характеризується найменшими сумарними фінансовими витратами, отже, саме вона приймається як базова для подальшої розробки.

						Ар.
						26

3.2 Схема внутрішнього електропостачання підприємства

Для формування локальної енергетичної інфраструктури об'єкта було ухвалено рішення застосувати радіальну конфігурацію розподілу енергії. Цей варіант вважається найбільш обґрунтованим завдяки низці суттєвих інженерних та функціональних переваг. Подібна архітектура вимагає створення відокремлених ліній для кожної групи приймачів безпосередньо від головного джерела. Такий підхід гарантує ефективну ізоляцію будь-яких пошкоджень, суттєво мінімізуючи ризик масштабних відключень струму.

Серед головних плюсів такої топології виділяється максимальний ступінь експлуатаційної надійності. Якщо трапляється аварія на одному з фідерів, це жодним чином не позначається на функціонуванні сусідніх відгалужень, адже всі вузли мають незалежне підключення. Відповідно, ремонтні бригади здатні локалізувати проблемну ділянку і тимчасово відключити лише обмежену кількість обладнання, зберігаючи безперервність технологічних процесів у суміжних підрозділах.

Важливим позитивним фактором також виступає легкість виконання профілактичних оглядів та поточного сервісу. Завдяки прозорій структурі кабельних магістралей значно полегшується процес виявлення дефектів. Черговий технічний персонал може без зайвих ускладнень ідентифікувати проблемний відрізок та здійснити відновлювальні процедури, скорочуючи загальний час простою устаткування.

Варто додати, що обраний формат ідеально підходить для перспективної модернізації підприємства. У разі зростання потреб у потужності з'являється можливість легко прокласти додаткові траси або переформатувати існуючі. При цьому немає потреби вносити кардинальні зміни до базової інфраструктури. Ця особливість є критично важливою для динамічних виробництв, які планують нарощувати обсяги випуску товарів чи трансформувати виробничі цикли.

						Ар.
						27

Впровадження індивідуального живлення дозволяє максимально гнучко керувати потоками потужності для кожної зони. Це допомагає стабілізувати параметри роботи машин та раціоналізувати витрати енергії. Моніторинг струмових показників у подібній системі відзначається високою достовірністю, що запобігає виникненню критичних перевантажень і позитивно впливає на загальну енергоефективність внутрішньої мережі.

З іншого боку, необхідно враховувати певні конструктивні недоліки: створення відокремлених ланцюгів вимагає залучення значно більшого обсягу матеріалів. Мова йде про збільшений метраж провідників, додаткову комутаційну апаратуру та пристрої захисту. Безумовно, це призводить до зростання стартових капітальних інвестицій. Проте такі витрати швидко компенсуються завдяки безперебійності енергопостачання, зручності експлуатації та зменшенню фінансових збитків від аварійних зупинок.

Беручи до уваги специфіку досліджуваного заводу, геометрію його генерального плану, особливості технологічного обладнання та жорсткі норми безпеки, радіальний тип внутрішньозаводської мережі визнається найдоцільнішим та економічно виправданим варіантом для реалізації у поточному проєкті.

						Ар.
						28

РОЗДІЛ 4

РЕЖИМИ РЕАКТИВНОЇ ПОТУЖНОСТІ СИСТЕМИ ЕЛЕКТРОПОСТАЧАННЯ ПІДПРИЄМСТВА

Ключовим аспектом безперебійної роботи заводської енергетичної мережі виступає грамотне регулювання перетоків намагнічуючого струму. На виробництвах, де зосереджено багато асинхронних двигунів і трансформаторних установок, вагома частка згенерованої енергії йде повз корисне навантаження. Вона витрачається виключно на підтримання електромагнітних полів, без яких неможливе обертання роторів чи зміна рівнів напруги. Ці потоки не виконують прямої механічної роботи, проте вони постійно коливаються між генератором та приймачем, відчутно перевантажуючи струмопровідні частини системи.

Надмірна генерація реактивної складової зумовлює зростання амперажу, провокує зайве нагрівання кабельних ліній та обмоток, погіршує показник $\cos \varphi$ і створює ризик передчасного зносу ізоляції через перегрів.

Падіння коефіцієнта потужності за межі встановлених лімітів неминуче тягне за собою фінансові стягнення від компанії-постачальника електрики. Зважаючи на це, впровадження заходів із штучної компенсації вважається невіддільною процедурою під час розробки схем живлення будь-якого новітнього заводу.

Дана глава присвячена вивченню характеристик намагнічувальних потоків у межах індустріального об'єкта. Тут буде зведено загальний баланс відповідних навантажень (враховуючи індуктивні та ємнісні опори) і математично розраховано необхідну ємність для вирівнювання режиму споживання.

Спираючись на знайдені показники, наводиться аргументація щодо встановлення спеціального обладнання, такого як класичні конденсаторні батареї чи сучасні автоматичні установки компенсації реактивної потужності (УКРП). Підбір конкретної моделі, визначення її номіналу, кількості модулів та точок підключення базується на аналізі топології цехів, віддаленості джерел споживання, а також інженерно-фінансових розрахунках.

						Ар.
						29

Оптимальне просторове розташування таких агрегатів дає змогу мінімізувати теплові втрати у провідниках, розвантажити силові магістралі, захистити підстанції від струмових перевантажень і гарантувати стабільний рівень напруги на клемах кінцевих споживачів.

Отже, детальне дослідження перетоків реактивної енергії та інтеграція компенсуючих механізмів виступають фундаментальною передумовою для зростання загальної енергоефективності, гарантуючи фінансово вигідну та безвідмовну експлуатацію всього електрокомплексу.

4.1 Баланс реактивної потужності підприємства електрообладнання

Відповідно до методики джерела [1], нижче продемонстровано математичні операції з обчислення енергетичного балансу.

$$\Sigma P_{\text{нТП}} = 7902,71 \text{ кВт}$$

$$\Sigma Q_{\text{нТП}} = 6037,60 \text{ квар}$$

$$\Sigma \Delta P_{\text{т}} = 82,98 \text{ кВт}$$

$$\Sigma \Delta Q_{\text{т}} = 438,20 \text{ квар}$$

$$Q_{\text{номСД}} = P_{\text{ном}} \cdot \operatorname{tg} \phi = 800 \cdot 0,484 = 387,20 \text{ квар}$$

$$P_{\text{сд}} = N_{\text{сд}} \cdot P_{\text{ном}} \cdot K_{\text{вик}} = 2 \cdot 800 \cdot 0,607 = 971,20 \text{ кВт}$$

$$Q_{\text{нсд}} = P_{\text{сд}} \cdot \operatorname{tg} \phi = 971,20 \cdot 0,484 = 470,06 \text{ квар}$$

$$Q_{\text{maxСД}} = \frac{\alpha_{\text{м}} \cdot P_{\text{сд}} \cdot \operatorname{tg} \phi}{\eta} = \frac{1,21 \cdot 971,20 \cdot 0,484}{0,9} = 632,04 \text{ квар}$$

						Ар.
						30

4.2 Вибір кількості, потужності та місця розташування компенсуючих пристроїв

Розрахунки з вибору КП наведені далі у табл. 4.2-4.4.

Таблиця 4.2. Результати розрахунку по вибору КП ($N_T = 12$ шт.)

<i>№ КТП</i>	<i>К-сть т-рів</i>	<i>P_p, кВт</i>	<i>Q_p, кВАр</i>	<i>Q_{np}, кВАр</i>	<i>Q_{кл}, кВАр</i>	<i>Кількість та потужність БК, шт.·кВАр</i>	<i>Сума Q_{БК}, кВАр</i>	<i>Q_{кл} - Q_{БК}, кВАр</i>	<i>K_з</i>	<i>S_p, кВА</i>
1, 2	4	2814,3	2431,41	330,14	2101,27	4·112,5; 4·402;	2058	43,27	0,71	2835,83
3	2	1209,26	1053,95	738,25	315,69	1·150; 1·166;	316	-0,31	0,71	1414,67
4, 5	3	1846,86	1517,45	1051,47	465,99	2·150; 1·166;	466	-0,01	0,71	2122,43
6, 7	3	1887,7	1463,91	976,25	487,66	1·150; 2·166;	482	5,66	0,71	2125,15

Таблиця 4.3. Результати розрахунку по вибору КП ($N_t = 12 + 1 = 13$ шт.)

<i>N_б</i> <i>КТП</i>	<i>K-сть</i> <i>m-рів</i>	<i>P_p,</i> <i>кВт</i>	<i>Q_p,</i> <i>кВАр</i>	<i>Q_{np},</i> <i>кВАр</i>	<i>Q_{кл},</i> <i>кВАр</i>	<i>Кількість та потужність</i> <i>БК, шт.·кВАр</i>	<i>Сума</i> <i>Q_{БК},</i> <i>кВАр</i>	<i>Q_{кл} -</i> <i>Q_{бк},</i> <i>кВАр</i>	<i>K_з</i>	<i>S_p, кВА</i>
1, 2	5	2814,3	2431,41	2150,69	280,72	2·50; 3·67;	301	-20,28	0,71	3527,55
3	2	1209,26	1053,95	738,25	315,69	1·150; 1·166;	316	-0,31	0,71	1414,67
4, 5	3	1846,86	1517,45	1051,47	465,99	2·150; 1·166;	466	-0,01	0,71	2122,43
6, 7	3	1887,7	1463,91	976,25	487,66	1·150; 2·166;	482	5,66	0,71	2125,15

БК 0,4 кВ: 1565 квар.; БК. 10 кВ: 3150 квар.

Таблиця 4.4. Результати розрахунку по вибору КП ($N_T = 12 + 2 = 14$ шт.)

<i>N_б</i> <i>КТП</i>	<i>K-сть</i> <i>m-рів</i>	<i>P_p,</i> <i>кВт</i>	<i>Q_p,</i> <i>кВАр</i>	<i>Q_{np},</i> <i>кВАр</i>	<i>Q_{кл},</i> <i>кВАр</i>	<i>Кількість та потужність</i> <i>БК, шт.·кВАр</i>	<i>Сума</i> <i>Q_{БК},</i> <i>кВАр</i>	<i>Q_{кл} -</i> <i>Q_{БК},</i> <i>кВАр</i>	<i>K_з</i>	<i>S_p, кВА</i>
1, 2	5	2814,3	2431,41	2150,69	280,72	2·50; 3·67;	301	-20,28	0,71	3527,55
3	2	1209,26	1053,95	738,25	315,69	2·166;	332	-16,31	0,7	1406,34
4, 5	3	1846,86	1517,45	1051,47	465,99	1·150; 2·166;	482	-16,01	0,7	2114,5
6, 7	4	1887,7	1463,91	2113,26	0	-	0	0	0,6	2388,82

БК 0,4 кВ: 1115 квар.; БК. 10 кВ: 3600 квар.

Щоб дослідити початкову конфігурацію балансування реактивної енергії (за умови використання найменшого числа цехових підстанцій), здійснимо обчислення втрат потужності всередині вузлів системи. Далі знайдемо сумарні фінансові видатки для запропонованого технічного рішення.

Капітальні витрати на компенсатори:

$$\Delta P_{\text{КН}} = 0,0045 \cdot Q_{\text{КН}} = 0,0045 \cdot 3361 = 15,12 \text{ кВт}$$

$$\Delta P_{\text{КВ}} = 0,003 \cdot Q_{\text{КВ}} = 0,003 \cdot 1821 = 5,46 \text{ кВт}$$

$$\Delta P_{\text{ТП}} = \frac{P_{\text{н}}^2 + Q_1^2}{U_{\text{н}}^2} \cdot R_{\text{Е}} \cdot 10^{-3} = \frac{7902,71^2 + 2847,31^2}{10^2} \cdot 0,07 \cdot 10^{-3} = 49,39 \text{ кВт}$$

$$\Delta P_{\text{СД}} = 4,35 \text{ кВт}$$

$$K_{\text{КН}} = \sum K_i \cdot n_i = 87,19 \text{ тис. грн.}$$

$$K_{\text{КВ}} = \sum K_i \cdot n_i = 31,05 \text{ тис. грн.}$$

Обсяг інвестицій у трансформатори:

$$K_{\text{КТП}} = 5 \cdot 645,66 + 2 \cdot 341,55 = 3911,40 \text{ тис. грн.}$$

Загальні економічні (зведені) видатки:

$$\begin{aligned} Z &= E_{\text{н}} \cdot (K_{\text{КН}} + K_{\text{КВ}} + K_{\text{КТП}}) + C_0 \cdot \tau_{\text{м}} \cdot (\Delta P_{\text{КН}} + \Delta P_{\text{КВ}} + \Delta P_{\text{ТП}} + \Delta P_{\text{СД}}) \cdot 10^{-3} \\ &= 2736,47 \text{ тис. грн.} \end{aligned}$$

						Ар.
						33

У таблиці 4.5 згруповано підсумки аналогічних обчислень щодо інших способів нормалізації коефіцієнта потужності.

Таблиця 4.5. Розрахунок зведених витрат на варіант КП

<i>№ вар.</i>	<i>$Q_{KH},$ кВАр</i>	<i>$\Delta P_{KH},$ кВт</i>	<i>$Q_{KB},$ кВАр</i>	<i>$\Delta P_{KB},$ кВт</i>	<i>$N_{mp},$ шт.</i>	<i>$R_{екв},$ Ом</i>	<i>$S_{np},$ кВА</i>	<i>$\Delta P_{ТП},$ кВт</i>	<i>$K_{KH},$ тис. грн.</i>	<i>$K_{KB},$ тис. грн.</i>	<i>$K_{КТП},$ тис. грн.</i>	<i>$З,$ тис. грн.</i>
1	3361	15,12	1821	5,46	12	0,07	8400	49,39	87,19	31,05	3911,4	2736,47
2	1583	7,12	3187	9,56	13	0,07	9100	57,97	55,65	48,61	4252,93	2917,8
3	1128	5,08	3643	10,93	14	0,06	9800	57,62	41,35	54,16	4557,04	2922,26

Спираючись на отримані фінансові результати, найдоцільніше затвердити першу альтернативу. Дана схема вимагає монтажу мінімально можливого парку силових агрегатів – рівно 12 штук.

						Ар.
						34

РОЗДІЛ 5

ВИБІР КІЛЬКОСТІ І ПОТУЖНОСТІ ТРАНСФОРМАТОРІВ ПІДПРИЄМСТВА

Головною ланкою енергетичної інфраструктури будь-якого індустріального об'єкта виступає трансформаторна підстанція. Її основне призначення полягає у зниженні високовольної напруги, що постачається із зовнішньої мережі, до робочих номіналів, які вимагаються для нормального функціонування технологічних машин, освітлювальних приладів та супутніх комунікацій. З огляду на це, правильне визначення числа і номінальної потужності силових агрегатів вважається найвідповідальнішим інженерним кроком під час розробки проєкту електропостачання.

Помилки у підборі характеристик обладнання здатні спровокувати значні фінансові та експлуатаційні втрати. Занижена потужність неминуче викличе систематичні перевантаження, надмірне нагрівання і швидке псування апаратів. Натомість завищені показники призведуть до падіння коефіцієнта використання, погіршення загальної ефективності, суттєвого здорожчання вартості закупівлі, а також зумовлять зайві витрати енергії на холостий хід. Відповідно, раціональний підхід вимагає спиратися виключно на точні математичні обчислення реального енергоспоживання, детальне вивчення графіків навантажень, а також закладати певний резерв на випадок розширення цехів.

Дана частина роботи присвячена знаходженню сумарної потужності перетворювачів, достатньої для стабільного живлення заводу в умовах пікового споживання струму. Після цього буде встановлено оптимальну кількість таких агрегатів, зважаючи на жорсткі критерії надійності та необхідність гарячого резервування.

Кожна математична операція суворо спирається на чинні державні стандарти (ПУЕ, ДСТУ, ГОСТ) та інструкції заводів-виробників техніки. Підсумком проведеного аналізу стане аргументоване формування парку трансформаторів, яке

						Ар.
						35

повністю задовольнить сучасні вимоги щодо безпеки, рентабельності та економії ресурсів.

Вибір силового трансформатора ТП-1:

$$K_{\text{зав}} = \frac{S_{\text{розр}}}{n \cdot S_{\text{ном}}} = \frac{1394,80}{2 \cdot 1000} = 0,70$$

$$S_{\text{ном1}} \geq \frac{S_{\text{розр}}}{K_1} = \frac{1394,80}{1,08} = 1291,48 \text{ кВА}$$

$$S_{\text{ном2}} \geq \frac{S_{\text{розр}}}{K_2} = \frac{1394,80}{1,4} \approx 996,29 \text{ кВА}$$

Вибір інших трансформаторів наведено в табл. 5.1.

Таблиця 5.1. Результати вибору цехових трансформаторів

№	К-сть тр.	$S_{\text{розр}}$, кВА	$K_{\text{зав}}$	$\frac{S_{\text{ном}}}{S_{\text{розр}}/K_1} >$	$S_{\text{ном}} > S_{\text{розр}}/K_2$
ТП-1	2	1394,80	0,70	1291,48	996,29
ТП-2	2	1394,80	0,70	1291,48	996,29
ТП-3	2	1369,83	0,68	1268,36	978,45
ТП-4	2	1370,82	0,69	1269,28	979,16
ТП-5	1	685,42	0,69	634,65	489,59
ТП-6	2	1373,67	0,69	1271,92	981,19
ТП-7	1	686,83	0,69	635,95	490,59

ВИЗНАЧЕННЯ СТРУМІВ КОРОТКИХ ЗАМКНЕНЬ ТА ОБРАННЯ ВИСОКОВОЛЬТНОГО ОБЛАДНАННЯ

Цей аварійний стан характеризується миттєвим та стрімким збільшенням сили струму в контурі. Наслідками такого стрибка можуть стати термічне пошкодження агрегатів, пожежі, ризик травмування персоналу та повна зупинка виробничих процесів підприємства. З огляду на це, математичне моделювання аварійних струмів виступає невід'ємною частиною розробки будь-якого проєкту. Отримані результати дозволяють грамотно обрати комутаційні апарати, засоби релейного захисту та кабельні лінії, які гарантовано витримують навантаження.

Спираючись на знайдені струмові характеристики, проводиться підбір кабельної продукції для мереж напругою 10 кВ. Під час цього процесу аналізуються тривалі робочі струми, прийнятні рівні спаду напруги, температурні режими провідників та специфіка їхнього монтажу (підземні траншеї, спеціальні лотки чи канали). Крім того, обов'язково перевіряється стійкість ізоляції до екстремальних термічних і динамічних впливів.

Подальшим етапом стає пошук відповідних комутаційних механізмів високої

напруги. Сюди належать силові вимикачі, роз'єднувальні пристрої, а також вимірювальні трансформатори струму і напруги, котрі монтуються всередині розподільних щитів для забезпечення керування та комерційного обліку. Усі перелічені прилади зобов'язані володіти необхідним запасом міцності щодо комутаційних струмів, відповідати класу робочої напруги і демонструвати високу механічну довговічність.

У підсумку, матеріали цієї частини проєкту спрямовані на досягнення повної узгодженості високовольтих складових системи. Це гарантує їхню електродинамічну витривалість, безвідмовність спрацювання захистів та цілковиту відповідність вимогам промислової безпеки.

6.1 Обчислення параметрів струмів короткого замикання

Принципова електрична схема та її еквівалентна модель заміщення відображені на рисунках 6.1 і 6.2.

Значення опорів складових ланцюга:

$$X_c = \frac{U_c^2}{S_{к.з.}} = \frac{10,5^2}{116,67} = 0,945 \text{ Ом}$$

$$R_c = \frac{X_c}{25} = \frac{0,945}{25} = 0,038 \text{ Ом}$$

$$R_{кл} = \frac{r_0 \cdot l}{n} = \frac{0,326 \cdot 6,58}{2} = 1,073 \text{ Ом}$$

$$X_{кл} = \frac{x_0 \cdot l}{n} = \frac{0,083 \cdot 6,58}{2} = 0,273 \text{ Ом}$$

$$X_{K1} = X_c + X_{кл} = 0,945 + 0,273 = 1,218 \text{ Ом}$$

$$R_{K1} = R_c + R_{кл} = 0,038 + 1,073 = 1,111 \text{ Ом}$$

$$Z_{K1} = \sqrt{R_{K1}^2 + X_{K1}^2} = \sqrt{1,111^2 + 1,218^2} = 1,649 \text{ Ом}$$

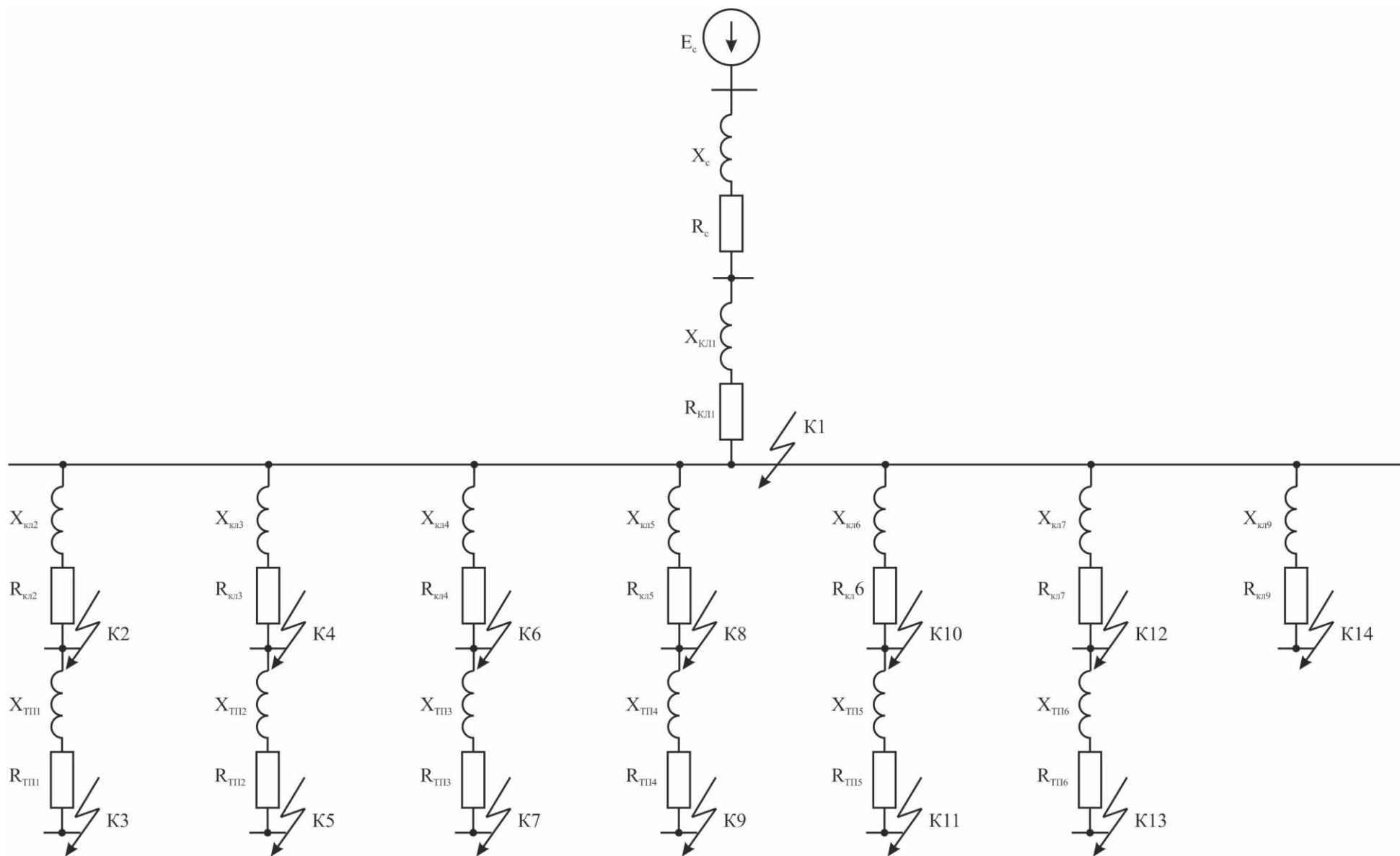


Рис. 6.1. Розрахункова схема

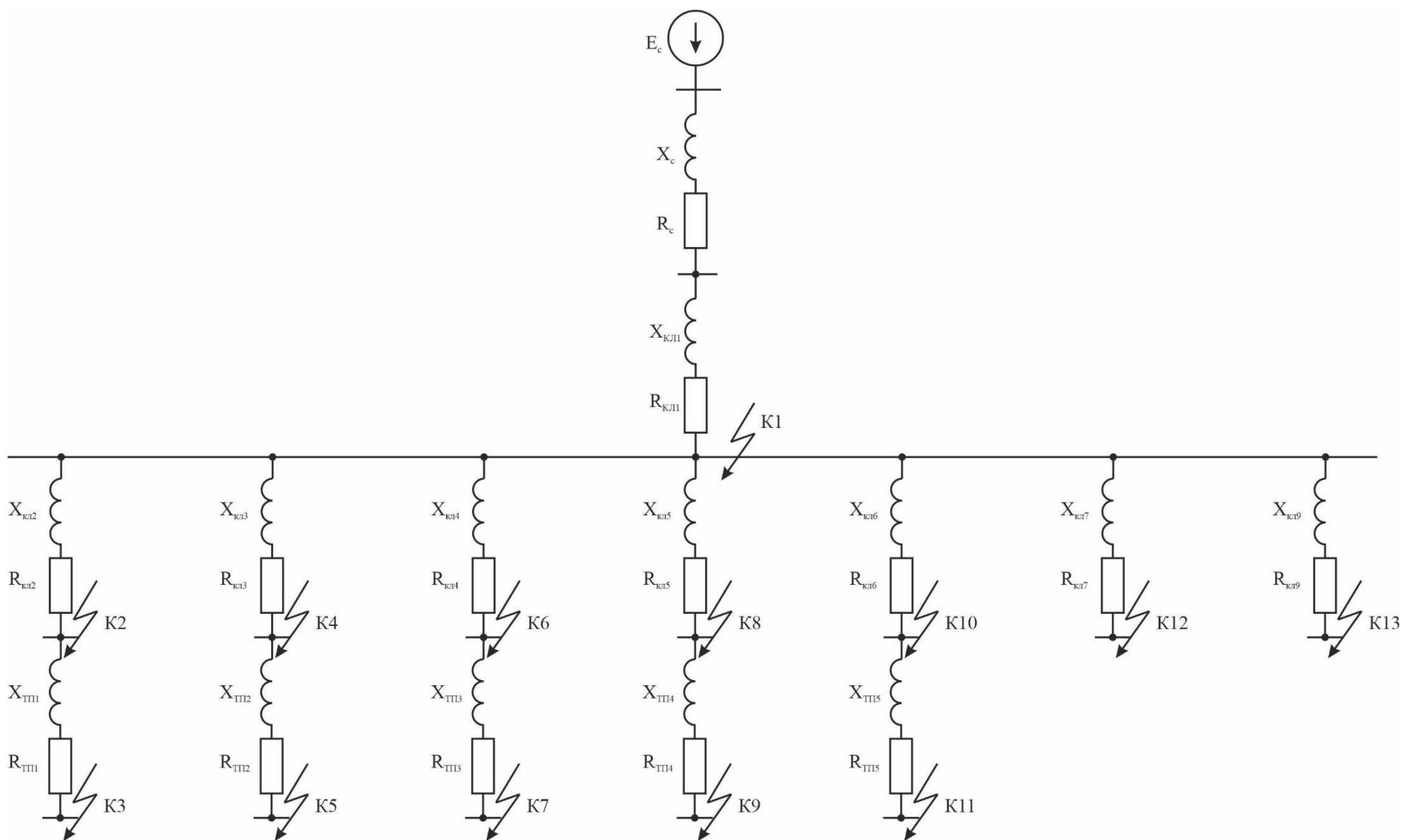


Рис. 6.2. Схема заміщення

Знаходимо показники аварійного струму для контрольної точки К1, зображеної на рис. 6.2:

Струм підживлення від енергосистеми (без урахування двигунів):

$$I_{K1(c)}^{(3)} = \frac{U_{\text{ср.ном}}}{\sqrt{3} \cdot Z_{K1}} = \frac{10,5}{\sqrt{3} \cdot 1,649} = 3,68 \text{ кА}$$

$$T_{a1} = \frac{X_{K1}}{\omega \cdot R_{K1}} = \frac{1,218}{314 \cdot 1,111} = 0,0035 \text{ с}$$

$$k_{\text{уд1}} = 1 + e^{-\frac{0,01}{T_{a1}}} = 1 + e^{-\frac{0,01}{0,0035}} = 1,057$$

$$i_{\text{уд1}(c)} = \sqrt{2} \cdot k_{\text{уд1}} \cdot I_{K1(c)}^{(3)} = \sqrt{2} \cdot 1,057 \cdot 3,68 = 5,50 \text{ кА}$$

Внесок струму від синхронних двигунів 10 кВ:

$$S_{\text{ном}} = \frac{P_{\text{ном}}}{\cos \phi_{\text{ном}} \cdot \eta_{\text{ном}}} = \frac{0,8}{0,9 \cdot 0,9} = 0,99 \text{ МВА}$$

$$I_{\text{ном}} = \frac{S_{\text{ном}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}}} = \frac{0,99}{\sqrt{3} \cdot 10,5} = 0,054 \text{ кА}$$

$$I_{K1(\text{CD})}^{(3)} = n_{\text{CD}} \cdot \frac{E''_*}{x''_d} \cdot I_{\text{ном}} = 2 \cdot \frac{1,1}{0,2} \cdot 0,054 = 0,597 \text{ кА}$$

$$T_{a\text{CD}} = \frac{X_{\text{CD}}}{\omega \cdot R_{\text{CD}}} = \frac{15}{314} = 0,0478 \text{ с}$$

$$k_{\text{уд}(\text{CD})} = 1 + e^{-\frac{0,01}{T_{a\text{CD}}}} = 1 + e^{-\frac{0,01}{0,0478}} = 1,811$$

$$i_{\text{уд1}(\text{CD})} = \sqrt{2} \cdot k_{\text{уд}(\text{CD})} \cdot I_{K1(\text{CD})}^{(3)} = \sqrt{2} \cdot 1,811 \cdot 0,597 = 1,53 \text{ кА}$$

Сумарні показники струмів короткого замикання (від мережі та синхронних агрегатів):

$$I_{K1}^{(3)} = I_{K1(c)}^{(3)} + 0 = 3,68 \text{ кА}$$

$$i_{\text{уд1}} = i_{\text{уд1}(c)} + i_{\text{уд1}(\text{АД})} = 5,50 + 0 = 5,50 \text{ кА}$$

Критерії вибору кабельної магістралі КЛ1:

						Ар.
						41

$$I_p = \frac{S_{\text{розр}}}{n \cdot \sqrt{3} \cdot U_{\text{ср.ном}}} = \frac{1417,99}{2 \cdot 1,732 \cdot 10,5} = 38,98 \text{ А}$$

$$B_k = \left(I_{K1(c)}^{(3)} \right)^2 \cdot (t_{\text{р.з. min}} + T_{a1}) = 3,68^2 \cdot (1,365 + 0,0035) = 18,50 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$$

$$F_{\text{min}} = \frac{\sqrt{B_k \cdot 10^6}}{C} = \frac{\sqrt{18,50 \cdot 10^6}}{94} = 45,75 \text{ мм}^2$$

Приймається до встановлення провідник марки ААШв-10(3х70). Опір цієї ділянки:

$$R_{\text{кл1}} = r_0 \cdot l_{\text{кл}} = 0,443 \cdot 0,333 = 0,148 \text{ Ом}$$

$$X_{\text{кл1}} = x_0 \cdot l_{\text{кл}} = 0,086 \cdot 0,333 = 0,029 \text{ Ом}$$

Характеристики питомого та повного опору для інших відгалужень зібрані у таблиці 6.1.

Таблиця 6.1 – Обчислення активних та реактивних опорів кабельних магістралей

№	Довжина l , км	Пит. опір r_0 , Ом/км	Пит. опір x_0 , Ом/км	Опір R , Ом	Опір X , Ом
1	6,58	0,326	0,083	1,073	0,273
2	0,333	0,443	0,086	0,148	0,029
3	0,333	0,443	0,086	0,148	0,029
4	0,331	0,443	0,086	0,147	0,028
5	0,115	0,443	0,086	0,051	0,01
6	0,055	0,443	0,086	0,024	0,005
7	0,3	0,443	0,086	0,133	0,026
9, 10	0,325	0,443	0,086	0,144	0,028
11, 12	0,01	0,443	0,086	0,004	0,001

Далі здійснюємо обчислення характеристик струму короткого замикання для контрольного вузла К2, який позначено на еквівалентній схемі (рис. 6.2). Для

розрахунків використовуються параметри кабельної лінії, отримані в попередньому кроці:

$$X_{K2} = X_{K1} + X_{KL2} = 1,218 + 0,029 = 1,247 \text{ Ом}$$

$$R_{K2} = R_{K1} + R_{KL2} = 1,111 + 0,148 = 1,259 \text{ Ом}$$

$$Z_{K2} = \sqrt{R_{K2}^2 + X_{K2}^2} = \sqrt{1,259^2 + 1,247^2} = 1,772 \text{ Ом}$$

$$I_{K2}^{(3)} = \frac{U_{\text{ср.ном}}}{\sqrt{3} \cdot Z_{K2}} = \frac{10,5}{\sqrt{3} \cdot 1,772} = 3,42 \text{ кА}$$

$$T_{a2} = \frac{X_{K2}}{\omega \cdot R_{K2}} = \frac{1,247}{314 \cdot 1,259} = 0,00315 \text{ с}$$

$$k_{уд2} = 1 + e^{-\frac{0,01}{T_{a2}}} = 1 + e^{-\frac{0,01}{0,00315}} = 1,042$$

$$i_{уд2} = \sqrt{2} \cdot k_{уд2} \cdot I_{K2}^{(3)} = \sqrt{2} \cdot 1,042 \cdot 3,42 = 5,04 \text{ кА}$$

Визначення еквівалентних активного та реактивного опорів для силового перетворювача марки ТМ-1000/10 виконується за наступними залежностями (з урахуванням коригування паспортних втрат на 1,2%):

$$R_T = \frac{\Delta P_K \cdot U_{BH}^2}{S_{\text{НОМ}}^2} \cdot 10^3 = \frac{8,7 \cdot 10,5^2}{1000^2} \cdot 10^3 = 0,959 \text{ Ом}$$

$$X_T = \frac{U_{K\%} \cdot U_{BH}^2}{100 \cdot S_{\text{НОМ}}} \cdot 10^3 = \frac{5,57 \cdot 10,5^2}{100 \cdot 1000} \cdot 10^3 = 6,141 \text{ Ом}$$

Розрахункові показники аварійного режиму для вузла К3, розташованого на стороні низької напруги:

$$X_{K3} = (X_{K2} + X_T) \cdot \left(\frac{U_{HH}}{U_{BH}}\right)^2 = (1,247 + 6,141) \cdot \left(\frac{0,4}{10,5}\right)^2 = 0,0107 \text{ Ом}$$

$$R_{K3} = (R_{K2} + R_T) \cdot \left(\frac{U_{HH}}{U_{BH}}\right)^2 = (1,259 + 0,959) \cdot \left(\frac{0,4}{10,5}\right)^2 = 0,0032 \text{ Ом}$$

$$Z_{K3} = \sqrt{R_{K3}^2 + X_{K3}^2} = \sqrt{0,0032^2 + 0,0107^2} = 0,0112 \text{ Ом}$$

$$I_{K3}^{(3)} = \frac{U_{\text{ср.ном}}}{\sqrt{3} \cdot Z_{K3}} = \frac{0,4}{\sqrt{3} \cdot 0,0112} = 20,62 \text{ кА}$$

$$T_{a3} = \frac{X_{K3}}{\omega \cdot R_{K3}} = \frac{0,0107}{314 \cdot 0,0032} = 0,0106 \text{ с}$$

$$k_{уд3} = 1 + e^{-\frac{0,01}{T_{a3}}} = 1 + e^{-\frac{0,01}{0,0106}} = 1,389$$

$$i_{уд3} = \sqrt{2} \cdot k_{уд3} \cdot I_{K3}^{(3)} = \sqrt{2} \cdot 1,389 \cdot 20,62 = 40,50 \text{ кА}$$

Зведені підсумки обчислень параметрів короткого замикання для всіх досліджуваних точок мережі систематизовано у таблиці 6.2.

Таблиця 6.2 – Підсумкові розрахунки струмів короткого замикання в системі

№	Опір R , Ом	Опір X , Ом	Струм I_K , кА	Постійна часу T_a , с	Ударний коєф. $k_{уд}$	Ударний струм $i_{уд}$, кА
1	1,097	1,204	4,31	0,0035	1,057	7,08
2	1,243	1,232	3,46	0,0032	1,044	5,11
3	0,0032	0,0106	20,81	0,0105	1,386	40,79
4	1,243	1,232	3,46	0,0032	1,044	5,11
5	0,0032	0,0106	20,81	0,0105	1,386	40,79
6	1,242	1,232	3,47	0,0032	1,044	5,12
7	0,0032	0,0106	20,81	0,0105	1,386	40,79
8	1,148	1,214	3,63	0,0034	1,053	5,41
9	0,003	0,0106	20,99	0,0113	1,413	41,94
10	1,121	1,209	3,68	0,0034	1,053	5,48
11	0,003	0,0106	20,99	0,0113	1,413	41,94
12	1,239	1,232	3,47	0,0032	1,044	5,12
13	1,101	1,205	3,71	0,0035	1,057	5,55

6.2 Вибір обладнання кабельних ліній напругою 10 кВ

Процедура визначення характеристик кабельної траси, що живить підстанцію ТП-1, виглядає наступним чином.

$$I_p = \frac{S_{розр}}{n \cdot \sqrt{3} \cdot U_{ср.ном}} = \frac{1417,99}{2 \cdot 1,732 \cdot 10,5} = 38,98 \text{ А}$$

Як оптимальне рішення приймаємо до монтажу дві паралельні нитки марки ААШв-10(3х70). Далі виконуємо перевірку обраного перерізу на відповідність тривалим та післяаварійним режимам:

$$I_p = 38,98 \text{ А} \leq K_{\pi} \cdot I_{доп} = 0,9 \cdot 165 = 148,5 \text{ А}$$
$$I_{ав} = 2 \cdot I_p = 2 \cdot 38,98 = 77,96 \text{ А} \leq K_{ап} \cdot K_{\pi} \cdot I'_{доп} = 1,35 \cdot 1 \cdot 165 = 222,75 \text{ А}$$

Перевірка кабелю на термічну стійкість під час протікання струмів короткого замикання:

$$B_k = \left(I_{K1(c)}^{(3)} \right)^2 \cdot (t_{п.з.мин} + T_{a1}) = 3,68^2 \cdot (1,365 + 0,0035) = 18,50 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$$

$$F_{min} = \frac{\sqrt{B_k \cdot 10^6}}{C} = \frac{\sqrt{18,50 \cdot 10^6}}{94} = 45,75 \text{ мм}^2$$

Оскільки фактичний переріз обраного кабелю (70 мм²) перевищує мінімально допустиме розрахункове значення (45,75 мм²), провідник повністю задовольняє умови термічної стійкості. Зведені розрахункові показники для комплектації решти відгалужень внутрішньозаводської мережі представлені у відповідній таблиці нижче.

						Ар.
						45

Таблиця 6.3. Вибір КЛ

№	$n_{\text{КЛ, шт}}$	$S_{\text{розр, МВА}}$	$I_{\text{р, А}}$	$I_{\text{р.ав., А}}$	$B_{\text{к, кА}^2\text{с}}$	$F_{\text{min, мм}^2}$	Марка КЛ	$I_{\text{доп, А}}$	$K_{\text{п}}$	$K_{\text{п}} I_{\text{доп, А}}$	$K_{\text{ап}}$	$K'_{\text{п}}$	$K_{\text{ап}} K'_{\text{п}} I_{\text{доп, А}}$
1	2	4257	117,04	234,08	18,5	45,75	2 х АСБ-10(3х95)	205	0,9	184,5	1,35	1	276,75
2	2	1417,99	38,98	77,96	18,5	45,75	2 х ААШВ-10(3х70)	165	0,9	148,5	1,35	1	222,75
3	2	1417,99	38,98	77,96	18,5	45,75	2 х ААШВ-10(3х70)	165	0,9	148,5	1,35	1	222,75
4	2	1423,03	39,12	78,24	18,5	45,75	2 х ААШВ-10(3х70)	165	0,9	148,5	1,35	1	222,75
5	2	1422,14	39,1	78,2	18,5	45,75	2 х ААШВ-10(3х70)	165	0,9	148,5	1,35	1	222,75
6	1	711,07	39,1	-	18,5	45,75	1 х ААШВ-10(3х70)	165	1	165	-	-	-
9, 10	1	809,6	44,52	-	18,5	45,75	1 х ААШВ-10(3х70)	165	1	165	-	-	-
11, 12	1	910,8	50,08	-	18,5	45,75	1 х ААШВ-10(3х70)	165	1	165	-	-	-

6.3 Вибір електричних апаратів напругою 10 кВ

Порядок обґрунтування вибору головного ввідного вимикача проілюстровано у таблиці 6.4.

Таблиця 6.4 – Перевірка характеристик ввідного вимикача

Параметр вимикача	Умова вибору	Розрахункові та паспортні дані
Номинальна напруга, кВ	$U_{уст} \leq U_{ном}$	$10,5 \leq 10$ (допустиме відхилення)
Тривалий робочий струм, А	$I_{роб.форс} \leq I_{ном}$	$492,09 \leq 630$
Відключаюча здатність:		
– симетрична складова, кА	$I'' \leq I_{відкл.ном}$	$3,68 \leq 20$
– аперіодична складова, кА	$i_{ат} \leq 2 \cdot \beta_n \cdot I_{відкл.ном}$	$0,00 \leq 11,31$
– повний струм, кА	$2 \cdot I_{пт} + i_{ат} \leq 2 \cdot I_{відкл.ном} \cdot (1 + \beta_n)$	$5,20 + 0 < 39,6$
Динамічна стійкість:		
– симетричний струм, кА	$I'' \leq I_{дин.ст}$	$3,68 \leq 20$
– ударний струм, кА	$i_{уд} \leq 1,8 \cdot 2 \cdot I_{дин.ст}$	$5,50 \leq 50,91$
Термічна стійкість	$B_k \leq I_{ТН}^2 \cdot t_{ТН}$	$18,50 \leq 1200$

Математичні пояснення до таблиці:

Час розходження контактів:

$$\tau = t_{р.з.min} + t_{с.в} = 0,5 + 0,042 = 0,542 \text{ с}$$

Аперіодична складова струму вимкнення:

$$i_{ат} = \sqrt{2} \cdot I'' \cdot e^{-\frac{\tau}{T_a}} = 1,41 \cdot 3,68 \cdot e^{-\frac{0,542}{0,0035}} \approx 0 \text{ кА}$$

Тепловий імпульс струму КЗ:

$$B_K = (I'')^2 \cdot (t_{c.b} + t_{p.з.max} + T_a) = 3,68^2 \cdot (0,042 + 1,2 + 0,0035) = 16,87 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$$

За результатами аналізу до встановлення приймається вакуумний вимикач марки ВР1-10-20/630. Решта комутаційних апаратів перевіряється за ідентичним алгоритмом. З метою захисту обладнання від комутаційних і грозових перенапруг передбачено застосування обмежувачів типу ОПН-10/420/12-УХЛ1.

6.4 Визначення потужності трансформаторів власних потреб і схем їх живлення

Схема приєднання ТВП до мережі наведена на рис. 6.3.

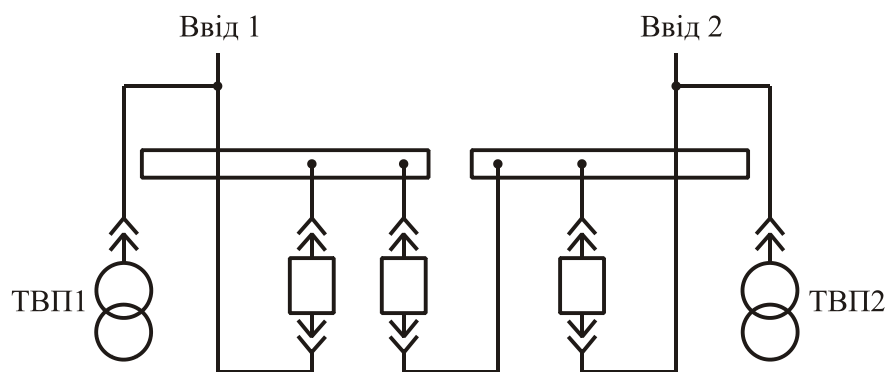


Рис. 6.3. Схема приєднання ТВП до мережі

Визначення загальної встановленої потужності ТВП:

$$S_{уст} = \sqrt{P_{уст}^2 + Q_{уст}^2} = \sqrt{69,23^2 + 17,29^2} = 71,36 \text{ кВА}$$

Обчислення розрахункового навантаження (з урахуванням коефіцієнта попиту $K_c = 0,8$):

						Ар.
						48

$$S_p = K_c \cdot S_{уст} = 0,8 \cdot 71,36 = 57,09 \text{ кВА}$$

Оскільки встановлюються два трансформатори (зادля резервування), перевіряємо їхній коефіцієнт завантаження. Приймаємо до монтажу два апарати марки ТМ-40/10.

$$K_3 = \frac{S_p}{n \cdot S_{ном}} = \frac{57,09}{2 \cdot 40} = 0,71$$

Коефіцієнт завантаження знаходиться в межах норми (0,71), що свідчить про правильний вибір обладнання.

						Ар.
						49

РОЗДІЛ 7

СПЕЦІАЛЬНИЙ РОЗДІЛ. АНАЛІЗ ФУНКЦІОНУВАННЯ СИСТЕМ ГЕНЕРАЦІЇ СОНЯЧНОЇ ЕНЕРГІЇ МАЛОЇ ПОТУЖНОСТІ

7.1 Перспективи впровадження геліоенергетики як ключового напрямку розвитку відновлюваних ресурсів в Україні

Сектор сонячної енергетики демонструє небачені темпи зростання, отримуючи схвалення на глобальному рівні. Це зумовлено її здатністю вирішувати широкий спектр завдань: від продукування чистої електрики до забезпечення будівель теплом, підготовки гарячої води та навіть знесолення океанічних вод. Сонячне випромінювання розглядається як найбільш безпечне для довкілля і фактично невичерпне джерело живлення для потреб людства.

Стійкий тренд на зниження вартості виготовлення фотоелектричних модулів, у поєднанні з підвищенням їхньої ефективності, слугує потужним каталізатором для масового впровадження. Такі системи дедалі частіше розглядаються як реальна альтернатива традиційному спалюванню вуглеводнів. Сучасні досягнення у конструюванні кремнієвих пластин дозволяють досягати значно вищих коефіцієнтів трансформації світлових фотонів у корисний електричний струм.

Поряд із цим, інтеграція інтелектуальних систем керування (smart grid) та потужних акумуляторних батарей радикально збільшує потенціал застосування геліоустановок. Наявність накопичувачів гарантує безперебійну подачу струму навіть у періоди похмурої погоди чи вночі. Подібна автономність робить інвестиції у відновлювану енергетику максимально привабливими як для великого бізнесу, так і для приватних домогосподарств.

У сучасній інженерній практиці розрізняють два магістральні шляхи освоєння сонячної радіації: пряме фотовольтаїчне перетворення та використання термодинамічних концентруючих комплексів.

						Ар.
						50

Перша концепція спирається на принципи квантової фізики (фотоефект), завдяки якому напівпровідникові комірки генерують постійний струм безпосередньо під дією світла. Друга стратегія передбачає встановлення масивів дзеркал або лінз, котрі збирають сонячні промені в одну точку. Внаслідок цього робоча рідина нагрівається до критичних температур, утворюючи пару, яка згодом обертає турбіну класичного електрогенератора.

Обидві технології володіють унікальними експлуатаційними характеристиками, які визначають їхні ніші на ринку. Напівпровідникові сонячні батареї чудово підходять як для створення гігантських комерційних парків, так і для невеликих дахових електростанцій. Натомість системи оптичної концентрації здебільшого проєктуються для індустріального виробництва великих обсягів енергії, оскільки вони вимагають складних трекерів для безперервного стеження за траєкторією сонця.

Фотовольтаїчні (PV) панелі – це спеціалізовані напівпровідникові пристрої, чийм головним завданням є безпосереднє перетворення енергії світлових фотонів у постійний електричний струм. Наразі саме цей сегмент відновлюваних джерел демонструє безпрецедентні темпи зростання. Багато експертів прогнозують, що незабаром PV-технології відіграватимуть фундаментальну роль у формуванні світового енергетичного балансу.

Установки на базі сонячних модулів відрізняються надзвичайною універсальністю: вони можуть інтегруватися у гігантські комерційні парки для масової генерації або ж працювати як ізольовані мікромережі для живлення окремих домогосподарств. Використання таких локальних генераторів вважається найраціональнішим інженерним підходом під час електрифікації віддалених територій, куди економічно не вигідно прокладати класичні високовольтні магістралі.

Величезною перевагою фотоелектричних систем є їхня модульність, яка дає змогу без проблем нарощувати сумарну потужність об'єкта пропорційно до зростання споживання струму. Водночас стрімкий прогрес у створенні літій-іонних та інших акумуляторів радикально підвищує безвідмовність подібних

автономних станцій, гарантуючи стабільну подачу кіловат-годин навіть за умов сильної хмарності чи вночі.

За останні десять років ринкова ціна на фотоелектричні комірки впала у кілька разів. Завдяки цьому вони перетворилися не просто на загальнодоступний продукт, а часто стають найдешевшим методом отримання електроенергії серед усіх існуючих альтернатив. Зазвичай гарантований період служби таких станцій сягає тридцяти років, хоча цей параметр може відрізнятися залежно від хімічного складу напівпровідників (монокристал, полікристал чи тонкоплівкові структури).

Спираючись на прогнози експертів Міжнародного енергетичного агентства, очікується, що до 2050 року сонячні модулі забезпечуватимуть близько 16% від усієї виробленої на планеті електрики. Настільки глобальна перебудова енергетичної моделі людства допоможе суттєво скоротити обсяги викидів вуглекислого газу, що позитивно позначиться на подоланні кліматичної кризи.

Необхідно також підкреслити, що науково-технічний прогрес у цій індустрії не зупиняється. Вчені постійно тестують новітні матеріали (наприклад, перовскіти) та вдосконалюють архітектуру комірок задля підвищення їхнього коефіцієнта корисної дії. Своєю чергою, збільшення масштабів фабричного виробництва гарантує неухильне зниження вартості одного вата встановленої потужності. Усе це формує сприятливе підґрунтя для ще інтенсивнішої популяризації «зеленої» електрики на всіх континентах.

Паралельно з фотовольтаїкою існує інший потужний напрямок освоєння сонячної радіації – концентруючі термодинамічні станції (відомі як CSP). Суть цієї технології полягає у застосуванні величезних масивів дзеркал (геліостатів) чи спеціальних лінз, які збирають сонячне проміння та фокусують його на невеликій площі приймача. Зібрана таким чином величезна теплова енергія розігріває робочу рідину (часто це розплавлені солі), перетворюючи її на пару високого тиску. Ця пара згодом надходить на лопаті стандартної парової турбіни, з'єднаної з електрогенератором.

Такі масштабні комплекси найкраще підходять для індустріального виробництва електрики у спекотних регіонах із високим рівнем прямої інсоляції.

						Ар.
						52

Унікальною та вкрай важливою перевагою концентруючих установок є здатність зберігати надлишок тепла у спеціалізованих ізольованих резервуарах. Завдяки цій властивості турбіни можуть продовжувати генерувати струм навіть через кілька годин після того, як сонце сховається за горизонт.

Поряд із цим, концентруючі геліостанції відзначаються неабиякою стабільністю функціонування. Вони здатні легко синхронізуватися з класичними електричними мережами задля гарантування безперебійної подачі струму. Впровадження подібних інженерних рішень виглядає вкрай виправданим на територіях, що характеризуються інтенсивним прямим сонячним випромінюванням. Саме там вдається забезпечити найвищий ступінь фокусування світлового потоку.

Фундаментальним плюсом термодинамічних установок, якщо порівнювати їх із напівпровідниковими панелями, виступає можливість накопичення тепла всередині специфічних резервуарів. Для цього зазвичай застосовують розплави солей чи інші ефективні теплоносії. Завдяки цій властивості генерування кіловат-годин не припиняється навіть після заходу сонця чи під час сильної хмарності.

Вагомим аргументом на користь використання технології CSP є відсутність складнощів під час їхнього підключення до діючих теплових електростанцій. У результаті формуються комбіновані генеруючі потужності, котрі успішно поєднують екологічність «зеленої» генерації зі стабільністю звичних методів виробництва струму.

Спираючись на експертні оцінки фахівців Міжнародного енергетичного агентства, можна очікувати, що ближче до 2050 року частка термодинамічних геліокомплексів сягне одинадцяти відсотків від загальносвітового обсягу генерації. Подібне стрімке зростання неодмінно призведе до суттєвого розширення структури глобального енергетичного балансу.

Окремо слід наголосити на тому факті, що інноваційні методи збереження тепла здатні утримувати робочу температуру впродовж п'ятнадцяти-сімнадцяти годин. Цей фактор перетворює концентруючі об'єкти на ідеальний інструмент для балансування об'єднаних енергосистем, особливо там, де домінує нестабільна

альтернативна генерація.

Наразі геліоенергетика вважається найбільш багатообіцяючою та прогресивною галуззю серед усіх відновлюваних джерел. Кожного року обсяги нових введених в експлуатацію станцій збільшуються на сорок-п'ятдесят відсотків. Водночас невпинне вдосконалення процесів виготовлення напівпровідникових комірок допомогло радикально зменшити кінцеву ціну кожного кіловата, згенерованого за допомогою сонячного випромінювання.

Новітні розробки у сфері напівпровідників спільно із вдосконаленням заводських циклів допомогли суттєво знизити фінансові вкладення у створення фотоелектричних комірок. Впровадження робототехніки на конвеєрах і розширення масштабів фабрик стали додатковим каталізатором стрімкого падіння цін на обладнання для геліостанцій.

Додатково варто зазначити позитивний вплив прогресу суміжного устаткування. Модернізація перетворювачів напруги, програмних комплексів диспетчеризації та накопичувальних батарей значно збільшила підсумкову продуктивність об'єктів «зеленої» генерації. Оптимізовані ланцюжки постачання разом із переходом до єдиних стандартів деталей допомогли мінімізувати комплексні бюджети під час будівництва сонячних парків.

Актуальні оцінки аналітиків передбачають неминуче пожвавлення прогресу в цій сфері. Головним рушієм виступає посилення сприяння з боку інституцій багатьох держав та стрімке збільшення фінансових вливань у екологічно чисті джерела живлення.

Український уряд наполегливо реалізує довгострокові кроки, спрямовані на поглиблене освоєння нетрадиційних енергоресурсів, крок за кроком долаючи критичну прив'язку до класичного викопного палива. Фахові передбачення підтверджують реальність збільшення обсягів безвуглецевої генерації вдсятеро вже до 2030 року. Паралельно очікується падіння попиту на природний газ щонайменше на п'ятнадцять відсотків.

Державна програма енергозабезпечення націлена на всебічне оновлення галузі. Цього планують досягти шляхом акумулювання закордонних капіталів та

						Ар.
						54

застосування передових інженерних концепцій. Будівництво вітропарків і геліокомплексів нині визнано ключовим вектором розвитку для вітчизняної енергосистеми.

Втілення таких масштабних задумів вимагає колосальних фінансових ресурсів для розширення енергетичних магістралей, реконструкції існуючих ЛЕП та запуску потужних промислових акумуляторів. Ще одним критично значущим аспектом залишається розробка прозорого законодавчого поля, здатного заохотити приватний бізнес вкладати кошти у відновлювані потужності.

Результативна перебудова енергосектору здатна відіграти вирішальну роль у здобутті повної автономії та досягненні суворих європейських нормативів щодо захисту довкілля.

Метеорологічні особливості та розташування на карті формують чудове підґрунтя для розбудови мережі фотоелектричних станцій. Навіть північні регіони України характеризуються гідним рівнем інсоляції, котрий цілком співмірний із даними передових країн Європи. Тому розширення вітчизняного парку геліоустановок є вкрай вигідним напрямом для посилення стійкості держави та забезпечення її економічної самодостатності.

Оцінка кліматичних спостережень доводить: щорічна сумарна кількість сонячного випромінювання варіюється між 1000 та 1400 кВт·год/м² залежно від широти. Найбільш освітленими традиційно є південні території, які ідеально підходять для конструювання гігантських комерційних масивів.

Поза кліматичними бонусами, наша країна може похизуватися розгалуженою мережею ліній електропередачі та достатньою кількістю досвідчених інженерів для успішного запуску подібних проєктів. Потужний науковий фундамент дає змогу відмовитися від сліпого імпорту закордонних зразків і зосередитися на створенні унікальних вітчизняних ноу-хау в царині «чистої» енергії.

Системне нарощування кількості фотоелектричних станцій здатне виступити головним інструментом для збалансування джерел живлення, значно послабивши потребу в закупівлі імпортного палива.

						Ар.
						55

Український ринок альтернативної генерації наразі долає ті ж самі етапи еволюції, що їх держави ЄС минули понад декаду тому. Напередодні початку 2022 року вітчизняне законодавство утворило надзвичайно вигідний інвестиційний клімат на континенті задля стимулювання «зелених» проєктів.

Якщо аналізувати головні ринкові плюси, слід виділити такі аспекти: потужний природний потенціал, наявність вільних територій під забудову, вигідний стимулюючий тариф, реальне сприяння влади та затверджений план збільшення частки екологічних потужностей до двадцяти п'яти відсотків у 2035 році. Завдяки створенню подібних ідеальних умов увага світових та місцевих інвесторів до української альтернативної генерації невпинно збільшувалася.

Законодавче підґрунтя сформувало прозорі та зрозумілі правила гри для капіталовкладень, створюючи надійний фундамент під реалізацію тривалих ініціатив у енергосекторі. Крім того, урядовці запровадили обіг екологічних сертифікатів і суттєво полегшили бюрократичний тягар під час погодження будівництва нових генеруючих станцій.

Іноземні фінансові установи разом із глобальними корпораціями почали сприймати вітчизняний простір як надзвичайно привабливий майданчик. Це дозволяло їм вигідно розширити власні активи у секторі екологічно чистої електрики.

Впродовж 2022–2024 років проблема безперебійності живлення стала критично важливою через масштабні ворожі атаки на об'єкти енергосистеми. Цей руйнівний фактор різко стимулював інтерес суспільства та бізнесу до розгортання фотоелектричних технологій.

Регулярні удари по базових підстанціях виявили вразливість об'єднаної мережі, довівши абсолютну потребу в розосередженні генеруючих потужностей. За таких обставин саме локальні геліосистеми перетворилися на рятівний інструмент, здатний гарантувати незалежне живлення стратегічно важливих споживачів.

Найбільш відчутною стала криза із забезпеченням струмом медичних закладів, освітніх установ та підприємств водоканалу. Портативні сонячні

Таке стрімке масштабування за останні роки яскраво ілюструє величезну довіру капіталодержавців до ринку, а пізніше – гостру життєву необхідність в автономії. Беззаперечним лідером у цьому процесі виступила саме фотоелектрична галузь, випередивши вітрогенерацію та біоенергетику за швидкістю розгортання.

Територіальний розподіл великих станцій традиційно тяжів до півдня та центру держави. Саме ці широти відрізняються найкращими показниками сонячного саява, що максимізує виробіток струму. Паралельно з цим, будівництво вітряків зосереджувалося поблизу морських узбереж та на відкритих степових просторах, де фіксується найсильніша циркуляція повітряних мас.

Потужний ривок індустрії відновлюваних ресурсів до 2022 року відбувся завдяки синергії кількох рушіїв: вигідним ставкам викупу енергії, мінімізації бюрократичних перепон та наявності законодавчих гарантій. Сучасний же етап розвитку продиктований виключно потребою в енергобезпеці.

Серед беззаперечних плюсів експлуатації геліосистем фахівці виділяють нульовий вплив на довкілля, невичерпність вихідного ресурсу, тривалий період служби модулів та загальну експлуатаційну надійність. Крім того, інсталяція чи демонтаж таких комплексів не потребують надзусиль, а сама апаратура чудово витримує агресивні погодні явища.

Природоохоронна цінність фотоелементів полягає в тому, що процес генерації струму відбувається абсолютно без викидів діоксиду вуглецю чи інших токсичних сполук. Якщо порівнювати з класичними електростанціями, модулі не вимагають колосальних об'ємів води для відведення тепла і жодним чином не порушують термальний баланс екосистем.

Оскільки світлове випромінювання нашої зорі залишатиметься доступним ще мільярди років, ця технологія формує надзвичайно міцний фундамент для складання стратегічних енергопланів. Додатково, блокова архітектура PV-комплексів дає змогу гнучко додавати нові генеруючі елементи щоразу, коли виникає потреба збільшити виробництво струму.

Новітні кремнієві пластини здатні без проблем переносити суворі

						Ар.
						58

метеорологічні впливи, такі як інтенсивний град, шквальні пориви вітру або різкі температурні перепади. Завдяки тому, що конструкція позбавлена механічних деталей (які труться чи обертаються), система не потребує дорогого сервісу і безвідмовно працює десятиліттями.

Оперативність монтажних процедур та легкість підключення інверторного обладнання створюють умови для максимально швидкого розширення генерації. Це дозволяє отримувати нові кіловати енергії, повністю уникаючи затяжних і надскладних етапів капітального будівництва.

7.2 Вплив активного споживача на модернізацію енергетичних мереж

Поняття «проз'юмер» (або активний клієнт) описує специфічного суб'єкта ринку, котрий поєднує риси класичного абонента та повноцінного гравця, здатного коригувати параметри загальної енергосистеми. На відміну від звичайного покупця кіловат-годин, такий учасник має у своєму розпорядженні обладнання для генерації та накопичення струму. Це дає йому змогу покривати левову частку власних потреб, віддавати надлишки згенерованої електрики у магістраль, а також долучатися до програм розумного керування попитом.

Подібний формат співпраці повністю ламає звичну архітектуру енергетичного сектору. Замість одностороннього постачання від електростанції до розетки утворюється двовекторний механізм взаємодії. Власники домашніх чи комерційних сонячних установок перетворюються на фундаментальні цеглини децентралізованої генерації, суттєво підвищуючи загальну маневреність та надійність об'єднаної мережі.

Стрімке розгортання інтелектуальних систем Smart Grid відкриває для проз'юмерів безліч шляхів щодо раціоналізації витрат та залучення до комерційних операцій. Сучасні алгоритми диспетчеризації вміють самостійно налаштовувати графік роботи обладнання, спираючись на актуальні тарифні зони та поточний стан енергосистеми.

До того ж, такі енергонезалежні абоненти здатні надавати системному

						Ар.
						59

оператору цінні допоміжні послуги. До їх числа належать балансування частоти струму, стабілізація рівня напруги та формування резервних потужностей для згладжування піків.

В епоху тотальної цифровізації статус енергоактивного громадянина набуває небаченої актуальності. Завдяки масовому поширенню смарт-лічильників, доступності літієвих батарей, здешевленню інверторів та сонячних панелей, пересічні домогосподарства легко трансформуються на повноправних партнерів енергокомпаній.

Зазначена еволюція стимулює появу прогресивних комерційних моделей у царині розподіленого живлення та енергозбереження. Розбудова платформ прямого продажу (так звана peer-to-peer торгівля), заснування енергетичних кооперативів та запуск віртуальних електростанцій відкривають абсолютно нові горизонти для монетизації власних генеруючих потужностей.

Одночасно з технічним поступом виникає гостра необхідність у глибокому оновленні законодавчої бази. Держава мусить розробити ефективні важелі стимулювання та нагляду за активними клієнтами. Впровадження зрозумілих правил взаєморозрахунків, уніфікація технічних регламентів та гарантування кіберзахисту розумних мереж перетворюються на першочергові цілі для профільних регуляторних відомств.

Результативне залучення нових гравців до спільної енергосистеми вимагає пошуку балансу між інтересами всіх зацікавлених сторін: від індивідуальних споживачів до енергетичних монополістів і державних інституцій.

Сучасний проз'юмер діє максимально прагматично, виконуючи цілеспрямовані кроки для скорочення витрат за комунальними платіжками та генерації додаткового прибутку завдяки тісній інтеграції з магістраллю. Такий клієнт вміє підлаштовуватися під динамічну зміну ринкової кон'юнктури. Він ефективно реагує на коливання прайсів протягом доби і свідомо модифікує власний профіль навантаження.

Саме економічні стимули слугують головним драйвером для популяризації філософії «активного споживання» та створення локальних мікромереж.

Наявність гібридних інверторів з акумуляторами дає змогу запасати дешеву електрику вночі (за пільговим тарифом) і витратити її в моменти пікової вартості кіловата.

Популяризація концепції управління попитом (Demand Response) дарує додаткові інструменти для фінансової оптимізації. Розумні контролери безперервно сканують ринкові індикатори і автоматично переносять роботу енергоємної техніки на вигідний час, абсолютно не погіршуючи при цьому загальний рівень комфорту мешканців чи працівників.

Створення профільних енергокооперативів та локальних ком'юніті дає змогу консолідувати потужності багатьох проз'юмерів. Такий підхід гарантує потужний синергетичний результат і значно посилює їхню колективну позицію під час перемовин на гуртовому ринку електроенергії.

Застосування концепції розумних мереж, сучасних механізмів контролю попиту та розосередженої генерації відкриває перед такими абонентами цілу низку нових можливостей. При цьому глибина залученості кожного конкретного клієнта та мотиви його співпраці з іншими гравцями залежать переважно від персональних, психологічних або ситуативних передумов.

Головним плюсом виступає суттєва фінансова економія завдяки раціоналізації споживання, а також шанс стабільно заробляти на експорті зайвих кіловат-годин до єдиної системи. З екологічного погляду, це прямо сприяє мінімізації вуглецевого сліду та стрімкому масштабуванню сектору екологічно чистої енергетики.

Наявність власного генеруючого обладнання різко посилює індивідуальну автономію об'єкта, роблячи його менш вразливим до непередбачуваних аварій на магістралях. Гібридні інвертори разом із ємними акумуляторними батареями гарантують безперервну роботу найважливіших побутових чи комерційних електроприладів навіть у разі повного знеструмлення району.

Причини переходу до статусу проз'юмера бувають абсолютно різними: від банального бажання зменшити суми в платіжках та щирої турботи про довкілля до відкритого інтересу до сучасних технологій і прагнення стовідсоткової

енергонезалежності. Важливу роль у прийнятті такого рішення також відіграють фінансовий стан клієнта, його обізнаність у технічних нюансах та загальний соціально-демографічний профіль.

Формування оновленого ринкового середовища, де головним дієвцем виступає енергоактивний споживач, приносить масштабну користь як конкретним домогосподарствам, так і державі загалом. Серед позитивних наслідків виділяють наступні:

Зменшення транспортних витрат. Падіння кількості абонентів, що живляться виключно від магістралі, допомагає кардинально скоротити технологічні втрати струму під час його транзиту. Якщо генерація та споживання відбуваються практично в одній точці, зникає потреба переганяти потужність на сотні кілометрів високовольтними ЛЕП.

Доступність інформації. Максимальна відкритість даних гарантує користувачам цілодобовий доступ до детальної статистики їхнього споживання та поточних цінових графіків. Завдяки цьому люди здатні приймати зважені кроки для ефективного скорочення комунальних платежів.

Співпраця з агрегаторами. З'являється шанс отримання прибутку шляхом взаємодії зі спеціалізованими компаніями-посередниками. Ці структури об'єднують дрібних виробників струму в єдиний пул і виступають від їхнього імені на великому ринку, утворюючи зручний майданчик для монетизації приватних мікростанцій.

Загальносистемна ефективність. Глобальне підвищення раціональності використання ресурсів стає реальністю завдяки диспетчеризації попиту і синхронізації роботи тисяч дрібних електростанцій. Масове застосування енергоощадних приладів разом із відповідальним ставленням населення до енерговитрат чинить колосальний цілющий вплив на всю об'єднану мережу.

Ключові сильні сторони концепції активного користувача можна структурувати таким чином:

- здатність до власного генерування струму, котра гарантує безпрецедентний рівень самодостатності об'єкта;

						Ар.
						62

- реальна можливість отримувати фінансовий дохід завдяки скиданню невикористаної зеленої електрики до зовнішньої мережі;
- гнучке підлаштування домашніх чи виробничих графіків під динамічні зміни тарифних планів протягом доби;
- позитивний вплив на базові показники якості струму (рівень напруги, гармоніки) в усьому локальному вузлі;
- здатність реагувати на макросистемні зміни навантаження за допомогою розумної електроніки, котра згладжує криву споживання без найменших незручностей для власника.

Крім того, не слід забувати про опцію долучення до загальнонаціональних ініціатив із балансування енергоринку. Активні учасники здатні надавати оператору системи передачі вкрай важливі послуги (наприклад, вирівнювання частоти чи компенсація реактивної потужності), отримуючи за це цілком матеріальну додаткову винагороду.

Запровадження комплексів енергоменеджменту відкриває перед проз'юмерами шлях до повної автоматизації контролю за витратами струму. Це кардинально зменшує ймовірність помилок через людський фактор і максимізує раціональність використання наявних потужностей. Додаткова синхронізація таких платформ із метеорологічними зведеннями та модулями глибокої аналітики дає змогу завчасно прогнозувати поведінку станції й формувати оптимальні графіки її роботи.

За умови наявності вичерпної телеметричної інформації, регулювання споживаної потужності може виконуватися у двох форматах: за допомогою розумних алгоритмів або ж власноруч. У разі активації машинного керування, програмний комплекс самостійно відстежує рівень навантаження та вирішує, як найвигідніше розподілити згенеровану електрику між різними компаніями-посередниками (агрегаторами). Подібний інструментарій гарантує значно якісніше вирівнювання енергобалансу та адаптує поведінку струмоприймачів до миттєвого стану об'єднаної магістралі.

Перехід до новітньої архітектури енергоринку, що функціонує на базі

						Ар.
						63

інтелектуальних мереж (Smart Grid), формує потужні стимули для кожного учасника процесу. Нижче наведено розгорнутий опис цих позитивних зрушень.

Компанії, що генерують електричну енергію. Власники електростанцій та постачальники здобувають цілий спектр стратегічних дивідендів, зокрема:

- дистанційне та безперервне зняття показників лічильників, що остаточно витісняє застарілі формати ручного обходу;
- виставлення рахунків абонентам виключно на базі достовірних телеметричних даних, уникаючи припущень чи усереднених нормативів;
- згладжування добового графіка завдяки перенесенню частини споживання із годин максимального навантаження на менш напружені періоди;
- суттєве підвищення стандартів сервісу через миттєве виявлення скарг та гнучке реагування на зміну запитів клієнтів;
- забезпечення безперебійності живлення внаслідок глибокого та оперативного моніторингу всіх складових енергомережі;
- превентивне виявлення потенційних дефектів інфраструктури (ліній, трансформаторів), що зводить до мінімуму ризику раптових масштабних аварій;
- безпроблемне підключення розрізнених сонячних чи вітрових мікроустановок до єдиного енергетичного пулу;

Оператори систем розподілу. Підприємства, що відповідають за експлуатацію електричних мереж, отримують низку стратегічних вигод:

- активне залучення передових інженерних рішень для оновлення зношених ліній та підстанцій;
- підвищення рівня довіри з боку абонентів завдяки формуванню прозорого ціноутворення та загальному покращенню сервісу;
- здатність дистанційно та миттєво координувати обсяги споживання струму;
- машинне вирівнювання кривих навантаження задля забезпечення найвищої рентабельності об'єднаної енергосистеми.

Кінцеві абоненти. Як приватні домогосподарства, так і комерційні структури здобувають такі експлуатаційні та фінансові переваги:

						Ар.
						64

- гарантована безперебійність живлення зі зведенням до мінімуму ризиків раптових відключень;
- практичне піклування про довкілля завдяки переходу на безвуглецеві технології та зниженню шкідливих парникових викидів;
- глибокий моніторинг щоденних витрат із можливістю відстежувати індивідуальні звички використання електроприладів;
- суттєве скорочення сум у комунальних платіжках за рахунок перенесення роботи техніки на години з найнижчими тарифами;
- отримання реальних грошових дивідендів за експорт згенерованих кіловат-годин та надання ємності своїх накопичувачів для підтримки балансу загальної магістралі.

Подібна комплексна перебудова всієї енергетичної галузі генерує потужний синергетичний результат. Виграш однієї сторони автоматично посилює позиції інших стейкхолдерів, завдяки чому формується абсолютно збалансоване та надійне ринкове середовище.

Сучасний прогрес інженерної думки у площині децентралізованого отримання електрики розкриває перед проз'юмерами раніше небачені горизонти. Громадяни чи підприємства, які інвестували у власні сонячні або вітрові станції, здатні не лише повністю задовольняти внутрішній попит на живлення, а й генерувати суттєві обсяги надлишків для експорту до єдиної магістралі.

Проте, хаотичність та невідрегульованість руху потужностей стає критичною перешкодою для раціонального освоєння цього потенціалу. Якщо не запровадити розумні механізми диспетчеризації, розкидані по всій країні дрібні електростанції ніколи не зможуть забезпечити максимальну окупність вкладених у екологічні проекти капіталів.

Фундаментальні складові грамотного енергоменеджменту виглядають так:

- об'єднання локальних потужностей у єдину платформу вимагає впровадження новітніх апаратних засобів для узгодження обсягів генерації із миттєвими запитами користувачів;
- скоординоване прогнозування перетоків потужності дає змогу

максимально раціонально перенаправляти вільні кіловат-години тим абонентам, які їх найбільше потребують у конкретну мить;

- використання смарт-контролерів гарантує миттєве самостійне переведення станції між статусами «зарядка батареї / покриття власного навантаження» та «експорт у мережу», відштовхуючись від вигідності тарифу в конкретний проміжок часу. Такий підхід є запорукою найшвидшої фінансової окупності мікростанцій і допомагає утримувати баланс в об'єднаній системі.

Ті ділянки електричних ліній, куди масово підключені об'єкти відновлюваної енергетики, мають специфічний характер роботи. Їм притаманні величезна кількість дрібних інверторів, мішанина різних технологій перетворення струму, а також різкі й непрогнозовані стрибки графіка навантаження. Відповідно, зі збільшенням кількості таких мікромереж (мікрогридів) на перший план виходять складні завдання щодо їхньої диспетчеризації, алгоритмізації роботи інверторів та безперервного моніторингу працездатності кожного елемента.

7.3 Моделювання робочих режимів автономної електромережі із двостороннім живленням навантаження

На цьому етапі дослідження необхідно провести відповідні математичні розрахунки для побудови статичних параметрів генеруючих установок. Йдеться про формування кривих, які відображають взаємозв'язок між рівнем напруги та згенерованою реактивною потужністю безпосередньо у вузлі приєднання клієнтського обладнання. Важливо розуміти, що аналіз таких характеристик є критично необхідним для забезпечення стійкості локальних енергосистем. Гнучке управління реактивною складовою струму дозволяє ефективно регулювати профілі напруг, мінімізувати втрати та уникати критичних перевантажень під час пікових періодів споживання.

Щоб практично здійснити дане моделювання, нами буде застосована типова конфігурація керованої смарт-грид системи (smart grid). Ця базова просторова

						Ар.
						66

структура містить єдиний центр зосередження електричного навантаження, який живиться одночасно від пари незалежних джерел енергії. Передача струму від генерацій до кінцевого абонента здійснюється за допомогою стандартного набору мережевих компонентів, куди входять магістральні струмопроводи та понижувальні силові трансформаторні підстанції. Такий підхід суттєво підвищує загальну надійність електропостачання: у разі відключення одного джерела, інше зможе миттєво компенсувати виниклий дефіцит енергії. Детальна еквівалентна модель досліджуваної мережі, де реалізовано принцип двостороннього забезпечення енергією головного центру споживання зображено на рис. 7.1.

Спираючись на дані схеми (див. рис. 7.1), живлення у точці спільного приєднання (ТСП), яка імітується за допомогою еквівалентного активного опору навантаження (позначимо його як $R_{нав}$, здійснюється паралельними шляхами. Транспортування електроенергії відбувається по магістралях, що характеризуються комплексними значеннями імпедансів Z_{mag1} та Z_{mag2} . Фізично ці лінії передачі реалізовані з використанням алюмінієво-сталевих проводів (марка АС), площа поперечного перерізу якого в нашій моделі становить 240 мм².

Зв'язок цих провідників із джерелами генерації забезпечується через групу трансформаторних агрегатів. На графічному відображенні (рис. 7.1) вони маркуються як T_{r1} та T_{r2} (використано модифікований тип ТМ-160/10), а також T_{r3} і T_{r4} (тип ТМ-25/10). Вони підключають мережу до двох незалежних станцій розподіленої генерації, позначених як G_1 та G_2 . Опори ліній та характеристики трансформаторів безпосередньо впливають на падіння напруги та загальний коефіцієнт корисної дії всієї інфраструктури.

Варто окремо відзначити специфіку другого генеруючого вузла G_2 . У цій якості виступає компактна фотоелектрична сонячна установка (СЕС) малої потужності. Використання відновлюваних джерел енергії (ВДЕ) вносить серйозні виклики в алгоритми керування мікромережею через їхню пряму залежність від мінливих погодних умов та рівня сонячної радіації. Тому безпечна інтеграція такої СЕС вимагає обов'язкового застосування сучасних інверторних систем для чіткої синхронізації частоти та фази з основною мережею. Усі ключові контрольні точки

та ділянки нашої електросистеми, де планується проведення детальних математичних замірів та оцінок режимних перетоків, чітко виділені на рис. 7.1 за допомогою римських цифр від I до VIII.

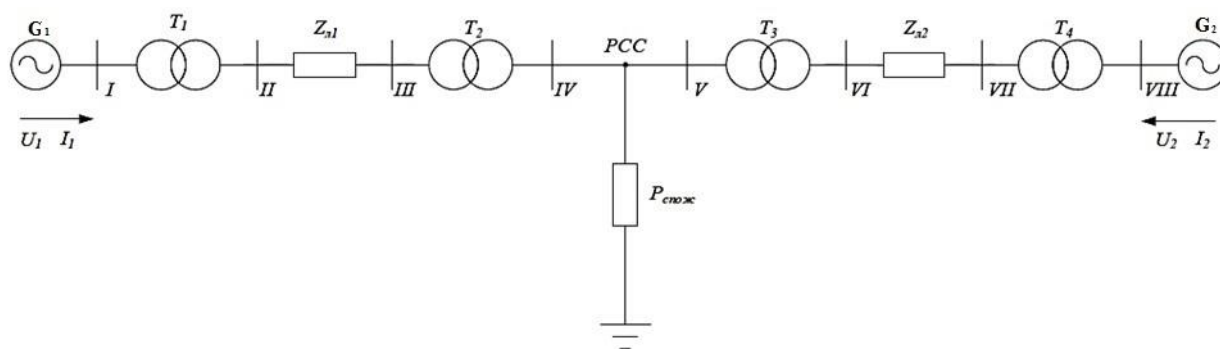


Рис. 7.1. Розрахункова схема заміщення автономної енергосистеми із двобічним живленням вузлів навантаження

Для реалізації математичного моделювання та подальшої побудови статичних характеристик автономних джерел енергії, які функціонують у межах розрахункової моделі на ілюстрації 7.1, необхідно чітко визначити параметричний базис. Нижче систематизовано та розгорнуто вихідні технічні специфікації кожного окремого компонента цієї локальної смарт-мережі. Таке розширення вихідних даних дозволить забезпечити максимальну точність аналізу режимів роботи обладнання.

Перший комплекс децентралізованого виробництва енергії E1: паспортна номінальна потужність становить 33 кВА; гранична спроможність напівпровідникового перетворювача сягає 40 кВА; чиста корисна активна віддача силового блоку дорівнює 36 кВт; робочий електричний потенціал з боку підвищувального трансформаторного обладнання T1 (контрольний переріз II) зафіксовано на позначці 10,5 кВ.

Друге джерело децентралізованого живлення E2, представлене сонячною фотоелектричною генерацією малого типу: має розрахунковий номінальний показник 5,5 кВА; сумарна встановлена ємність інверторних блоків становить 13,2

кВА; показник активної генерації силового інверторного пристрою фіксується на рівні 12 кВт; діючий вихідний рівень напруги на фотоелектричній станції у межах перерізу VIII дорівнює стандартному низьковольтному значенню 0,4 кВ.

Просторові та геометричні характеристики магістралей розподілу струму: перший відрізок Л1, що з'єднує контрольні площини II та III, має загальну протяжність 19,5 км; водночас локальна лінія Л2 між вимірювальними перерізами VI та VII характеризується довжиною 1,1 км. Ці лінійні параметри є визначальними під час розрахунку поздовжніх та поперечних втрат потужності.

Енергетичні параметри інтегрального споживача у точці спільного приєднання: активна частка споживання становить 10 кВт; реактивна складова потужності (зумовлена індуктивним характером змішаного навантаження) дорівнює 4,58 кВт; сумарний показник повної потреби в енергії оцінюється величиною в 11 кВА.

Номінальні параметри повної габаритної потужності силового підстанційного устаткування: для підвищувального агрегату біля станції E1 становить 160 кВА; для трансформатора з боку геліостанції E2 дорівнює 25 кВА. Наявність таких стандартних одиниць дозволяє моделювати режими з урахуванням реальних технічних обмежень мережі.

Щоб успішно сформувати підсумкові статичні закономірності функціонування системи, виникає потреба у проведенні аналітичного розрахунку втрат напруги та падіння енергії у кожній розподільчій ланці мікромережі. Отримані дані дозволять з високою точністю встановити поточні параметри усталеного електричного режиму в усіх проміжних перетинах, і що найважливіше – безпосередньо у точці загального паралельного підключення навантажувальних комплексів. Для наочності та демонстрації загальної методики, виконаємо первинний цикл математичних розрахунків на прикладі першої технологічної гілки, яка живиться від генеруючої установки розподіленого типу E1.

Нижче наведено послідовний математичний алгоритм для визначення втрат активної, реактивної та сумарної повної потужності у силовому трансформаторному обладнанні T1:

						Ар.
						69

$$\Delta P_{T1} = \Delta P_{K3_12} \cdot \left(\frac{S_1}{S_{T1}} \right)^2 + \Delta P_{HX12} = 0,295 \text{ кВт}$$

$$\Delta Q_{T1} = \frac{u_{K3_12}}{100} \cdot S_{1ST12} + \frac{I_{HX1}}{100} \cdot S_{T12} = 0,42 \text{ кВар}$$

$$\Delta S_{T1} = \sqrt{\Delta P_{T1}^2 + \Delta Q_{T1}^2} = 0,298 \text{ кВА}$$

Отримані проміжні результати математичного розрахунку трансформатора Т1 зазнають подальшого інтегрування у загальну модель для визначення режимних параметрів суміжних лінійних ділянок локальної енергосистеми.

Для повноцінного моделювання режимів роботи об'єктів розподіленої генерації першочерговим завданням є визначення внутрішніх характеристик силових трансформаторів. Активний опір та індуктивний реактанс обмоток мають прямий вплив на якість електроенергії, що передається в мережу. Підвищення цих параметрів неминуче призводить до зростання технологічних втрат, особливо за умови значного реактивного навантаження з боку споживачів. Розрахунок поздовжнього опору R_{T1} та реактивної складової X_{T1} для підвищувального агрегату, а також оцінка величини зниження напруги ΔU_{T1} виконуються за такими співвідношеннями:

$$R_{T1} = \left(\frac{U_1}{S_{T1}} \right)^2 \cdot \Delta P_{K312} = 0,0094 \text{ Ом}$$

$$X_{T1} = \frac{U_1^2}{S_{T1}} \cdot \frac{u_{K312}}{100} = 4,7 \cdot 10^{-4} \text{ Ом}$$

$$\Delta U_{T1} = \frac{P_1 \cdot R_{T1} + Q_1 \cdot X_{T1}}{U_1} = 0,00062 \text{ кВ}$$

Енергетичні показники у контрольному перерізі II. Після подолання струмом опору трансформаторного вузла формується оновлений баланс потужностей. На цьому етапі схема переходить від генераторної напруги до магістрального рівня. У

контрольній точці, яку позначено як переріз II, фіксується діючий електричний потенціал U_{II} . Також визначаються обсяги перетікання корисної активної P_{II} , індуктивної реактивної Q_{II} та сумарної повної S_{II} потужностей. Ці проміжні результати є фундаментальною базою для подальшого вивчення процесів у лініях електропередачі.

$$U_{II} = (U_1 - \Delta U_{T1}) \cdot \frac{1}{K_{T1}} = 9,975 \text{ кВ}$$

$$P_{II} = P_1 - \Delta P_{T1} = 29,85 \text{ кВт}$$

$$Q_{II} = Q_1 - \Delta Q_{T1} = 13,68 \text{ кВар}$$

$$S_{II} = \sqrt{P_{II}^2 + Q_{II}^2} = 32,84 \text{ кВА}$$

Аналіз транспортування енергії лінією ЛІ. Жодна реальна лінія електропередачі не є ідеальним провідником. Залежно від протяжності траси, матеріалу жил та геометричного розташування фазних проводів, магістраль володіє власним комплексним опором. Під час руху електронів відбувається нагрівання кабелю, що спричиняє активні втрати ΔP_{L1} , а магнітне поле навколо нього генерує реактивні втрати ΔQ_{L1} . Окрім цього, необхідно розрахувати загальне просідання напруги ΔU_{L1} вздовж досліджуваної ділянки. Покроковий математичний опис цих фізичних явищ, включаючи знаходження еквівалентних лінійних опорів R_{L1} та X_{L1} , наведено нижче:

$$\Delta P_{L1} = \frac{S_{II}^2}{U_{II}^2} \cdot R_{L1}$$

$$\Delta Q_{L1} = \frac{S_{II}^2}{U_{II}^2} \cdot X_{L1}$$

$$R_{L1} = R_{0L} \cdot l_1 = 17,7 \Rightarrow R_{L1} = 8,85 \text{ Ом}$$

$$\Delta P_{L1} = \frac{S_{II}^2}{U_{II}^2} \cdot R_{L1} = 0,096 \text{ кВт}$$

$$X_{L1} = X_{0L} \cdot l_1 = 2,24 \Rightarrow X_{L1} = 1,12 \text{ Ом}$$

$$\Delta Q_{L1} = \frac{S_{II}^2}{U_{II}^2} \cdot X_{L1} = 0,012 \text{ кВар}$$

$$\Delta U_{L1} = \frac{P_{II} \cdot R_{L1} + Q_{II} \cdot X_{L1}}{U_{II}} = 0,028 \text{ кВ}$$

Визначення електричного стану в перетині III. Завершальним етапом цього розрахункового циклу є оцінка параметрів електроенергії безпосередньо в кінці першої провідної магістралі. На цій ділянці енергетичний потік вже зазнав послаблення через сукупність втрат у трансформаторі та кабелі. Значення, отримані для перерізу III, об'єктивно відображають ту кількість енергії, яка фактично дійде до наступного вузла системи. Наявність точних розрахунків активної P_{III} , реактивної Q_{III} та повної S_{III} складових, разом із залишковою напругою U_{III} , дозволить диспетчерам ефективно керувати засобами компенсації та підтримувати надійність локальної мережі.

$$P_{III} = P_{II} - \Delta P_{L1} = 29,75 \text{ кВт}$$

$$Q_{III} = Q_{II} - \Delta Q_{L1} = 13,66 \text{ кВар}$$

$$S_{III} = \sqrt{P_{III}^2 + Q_{III}^2} = 32,73 \text{ кВА}$$

$$U_{III} = U_{II} - \Delta U_{L1} = 9,945 \text{ кВ}$$

Оцінка втрат у понижувальному силовому обладнанні. Наближаючись до головного центру споживання, переданий енергетичний потік потрапляє на понижувальну підстанцію. Силовий трансформатор Т2 відіграє фундаментальну роль у цій архітектурі, оскільки він забезпечує необхідну адаптацію рівня напруги. Його завдання – знизити магістральний потенціал до безпечних стандартів (0,4 кВ), які є придатними для безпосереднього живлення клієнтського устаткування. Проте процес електромагнітної трансформації неминуче супроводжується тепловими та магнітними втратами в осерді й мідних обмотках агрегату. Оцінка цих втрат є критично важливою для розуміння загального коефіцієнта корисної дії мікромережі. Використовуючи вхідні параметри струму з попередньої ділянки,

						Ар.
						72

визначимо обсяги розсіяної активної ΔP_{T2} та згенерованої реактивної ΔQ_{T2} складових. Окрім цього, розрахуємо еквівалентні параметри внутрішнього опору трансформатора (активний R_{T2} та реактивний X_{T2}), які зумовлюють підсумкове зниження електричного потенціалу ΔU_{T2} .

$$\Delta P_{T2} = \Delta P_{K3_12} \cdot \left(\frac{S_{III}}{S_{T12}} \right)^2 + \Delta P_{HX12} = 0,295 \text{ кВт}$$

$$\Delta Q_{T2} = \frac{u_{K3_12}}{100} \cdot \frac{S_{III}^2}{S_{T12}} + \frac{I_{HX12}}{100} \cdot S_{T12} = 0,043 \text{ кВар}$$

$$\Delta S_{T2} = \sqrt{\Delta P_{T2}^2 + \Delta Q_{T2}^2} = 0,298 \text{ кВА}$$

$$R_{T2} = \left(\frac{U_{III}}{S_{T12}} \right)^2 \cdot \Delta P_{K3_12} = 5,510 \text{ Ом}$$

$$X_{T2} = \frac{U_{III}^2}{S_{T12}} \cdot \frac{u_{K3_12}}{100} = 0,288 \text{ Ом}$$

$$\Delta U_{T2} = \frac{P_{III} \cdot R_{T2} + Q_{III} \cdot X_{T2}}{U_{III}} = 0,0017 \text{ кВ}$$

Формування енергетичного балансу в перерізі IV. Подолавши опір трансформаторних обмоток, енергія досягає наступної контрольної площини – перерізу IV. Врахування робочого коефіцієнта трансформації K_{T2} дає змогу коректно перерахувати високовольтну магістральну напругу у відповідний низьковольтний еквівалент U_{IV} . Саме на цьому етапі формується реальна картина того, яка частка від початково виробленої генератором енергії (активної P_{IV} та індуктивної Q_{IV}) фактично дійшла до розподільчого щита споживача, пройшовши крізь усі проміжні ланки системи. Знання цих кінцевих показників, включно з сумарною повною потужністю S_{IV} , дозволяє інженерам оцінити реальну пропускну здатність цієї гілки живлення та спрогнозувати наявний резерв для ймовірного підключення додаткових струмоприймачів.

$$U_{IV} = (U_{III} - \Delta U_{T1}) \cdot \frac{1}{K_{T2}} = 0,394 \text{ кВ}$$

$$P_{IV} = P_{III} - \Delta P_{T2} = 29,455 \text{ кВт}$$

$$Q_{IV} = Q_{III} - \Delta Q_{T2} = 13,715 \text{ кВар}$$

$$S_{IV} = \sqrt{P_{IV}^2 + Q_{IV}^2} = 32,502 \text{ кВА}$$

Систематизація розрахункових режимів системи. Абсолютно ідентичний за своєю математичною логікою алгоритм було використано для дослідження параметрів другої гілки живлення, до якої підключена сонячна електростанція (вузол генерації E2). Слід зауважити, що хоча базова методика обчислень є універсальною, специфіка роботи напівпровідникового інверторного обладнання фотоелектричної установки вносить певні відмінності у генерацію та споживання реактивної потужності. Паралельна робота двох просторово рознесених джерел вимагає надзвичайно точного балансування, адже параметри струму в точці їхнього спільного приєднання (ТСП) повинні бути синхронізовані. Для зручності подальшого аналізу стійкості мікромережі та наочного порівняння перехідних процесів, ми згрупували всі отримані числові результати.

Комплексна інформація щодо розподілу електричних потенціалів та обсягів перетікання енергії на кожній інфраструктурній ділянці (від вихідних клем генераторів до загального навантажувального вузла) деталізована у наведеній нижче табл. 7.2.

Аналіз миттєвих значень та векторні перетворення координат. Для поглибленого вивчення якості електроенергії та перехідних процесів недостатньо оперувати лише діючими значеннями. Необхідно проаналізувати поведінку системи в конкретний момент часу. Оберемо контрольну точку $t = 0,1 \text{ с}$ та розрахуємо амплітудний показник напруги безпосередньо у вузлі приєднання (ТСП), а також миттєві величини для кожної з трьох фаз. Ці дані дозволяють оцінити ступінь несиметрії та наявність можливих гармонійних спотворень у мережі. Значення амплітуди U_m та фазних і лінійних напруг визначаються за класичними тригонометричними закономірностями:

						Ар.
						74

$$U_{PCC} = U_{IV} = 0,395 \text{ кВ}$$

$$U_m = U_{PCC} \cdot \sqrt{2} = 0,558 \text{ кВ}$$

$$u_a = U_m \cdot \sin(\omega_{nom} \cdot t + \psi_a) = 0,195 \text{ кВ}$$

$$u_b = U_m \cdot \sin(\omega_{nom} \cdot t + \psi_b) = 0,482 \text{ кВ}$$

$$u_c = U_m \cdot \sin(\omega_{nom} \cdot t + \psi_c) = -0,482 \text{ кВ}$$

$$u_{ab} = u_a - u_b = -0,287 \text{ кВ}$$

$$u_{bc} = u_b - u_c = 0,964 \text{ кВ}$$

$$u_{ca} = u_c - u_a = -0,677 \text{ кВ}$$

Таблиця 7.2. Зведені результати математичного моделювання режимних параметрів у контрольних перетинах локальної електросистеми

Контрольний переріз	U, В	S, ВА	P, Вт	Q, вар
I	402	33150	30100	13800
II	9915	32805	29815	13750
III	9985	32715	29750	13735
IV	396	32502	29455	13715
V	398	5265	4735	2285
VI	9975	5380	4875	2295
VII	9980	5390	4880	2295
PCC	0,3950*	32502	29455	13715

Керування сучасними інверторними установками (особливо для сонячних електростанцій) у трифазних мережах змінного струму є надзвичайно складною задачею через постійну зміну величин у часі. Для спрощення алгоритмів управління застосовують матричне перетворення Кларка. Цей математичний інструмент дозволяє перейти від тривимірної системи фаз (a, b, c) до двовимірної нерухомої ортогональної системи координат (α , β). Завдяки цьому ми отримуємо еквівалентні параметри сигналів:

$$u_\alpha = u_a = 1,28 \cdot 10^{-12} \text{ В}$$

$$u_{\beta} = \frac{2 \cdot u_b + u_a}{\sqrt{3}} = 0,558 \text{ кВ}$$

Для подальшої оптимізації роботи мікропроцесорних контролерів (наприклад, ПІ-регуляторів), змінний в часі сигнал перетворюють на постійний. Це досягається шляхом проектування вектора напруги на систему координат $d - q$ (перетворення Парка-Горєва), яка обертається синхронно з частотою мережі. Знаючи поточний кут положення вектора θ , розраховуємо поздовжню u_d та поперечну u_q складові, після чого перевіряємо модуль амплітуди та діюче значення:

$$u_d = u_{\alpha} \cdot \cos(\theta) + u_{\beta} \cdot \sin(\theta) = 0,292 \text{ кВ}$$

$$u_q = -u_{\alpha} \cdot \sin(\theta) + u_{\beta} \cdot \cos(\theta) = 0,474 \text{ кВ}$$

$$U_m = \sqrt{u_d^2 + u_q^2} = 0,558 \text{ кВ}$$

Тут параметр θ відображає кутовий зсув системи координат і в нашому випадку становить **31,5°**. Зворотний перерахунок діючої напруги:

$$U = \frac{U_m}{\sqrt{2}} = 0,395 \text{ кВ}$$

Енергетичний обмін та характеристики регулювання. Передача потужності по лініях електропередачі безпосередньо залежить від різниці фаз між напругами на початку та в кінці ділянки. Ця різниця називається кутом передачі потужності (кутом вибігу ротора еквівалентного генератора) δ . Для нашої моделі приймаємо наступні кути для обох джерел генерації: $\delta_1 = 7,45^\circ$ та $\delta_2 = 0,55^\circ$. За допомогою цих параметрів, а також значень реактивних опорів магістралей, обчислюємо обсяги активної та реактивної енергії, що генеруються об'єктами E1 та E2:

						Ар.
						76

$$P_1 = \frac{U_1 \cdot U_{IV}}{X_{L1}} \cdot \sin(\delta_1) = 29,45 \text{ кВт}$$

$$Q_1 = \frac{U_1}{X_{L1}} \cdot (U_1 - U_{IV} \cdot \cos(\delta_1)) = 11,35 \text{ кВар}$$

$$P_2 = \frac{U_2 \cdot U_V}{X_{L2}} \cdot \sin(\delta_2) = 9,75 \text{ кВт}$$

$$Q_2 = \frac{U_2}{X_{L2}} \cdot (U_2 - U_V \cdot \cos(\delta_2)) = 2,95 \text{ кВар}$$

Для підтримки стабільності напруги в автономних мікромережах широко використовується метод статичного регулювання (droop control). Його суть полягає у зміні генерованої реактивної потужності у відповідь на відхилення напруги у вузлі. Нахил цієї характеристики визначається коефіцієнтом статизму m_{Q1} . Математично він відображає відношення максимально допустимого перепаду вольтажу до номінальної реактивної потужності установки:

$$m_{Q1} = \frac{U_{max} - U_{min}}{Q_{max1}} = 1,15 \cdot 10^{-3}$$

Щоб графічно проілюструвати роботу алгоритму статичного керування $U(Q)$, необхідно змодельовати декілька сценаріїв. Ми задаємо різні рівні споживання індуктивної енергії (змінна $Q_{спож}$) та визначаємо відповідну величину опорної напруги, яку інвертори повинні підтримувати в мережі. Отримані числові результати цього багатоітераційного розрахунку систематизовано нижче.

Базуючись на масиві даних з Табл. 7.3, ми можемо візуалізувати процес регулювання. Відповідна крива статизму $U(Q)$ на рис. 7.2 наочно демонструє, як смарт-система реагує на зміну балансу енергії.

За даними табл. 7.3 на рис. 7.2 побудована характеристика $U(Q)$.

Таблиця 7.3. Параметри опорної напруги за різних рівнів реактивного навантаження вузла

	$Q_{\text{спож1}}, \text{ Вар}$	$Q_{\text{спож2}}, \text{ Вар}$	$Q_{\text{спож}}, \text{ Вар}$	$U_{\text{он1}}, \text{ В}$	$U_{\text{он2}}, \text{ В}$	$U_{\text{он}}, \text{ кВ}$
1	13850,2	4620,5	18470,7	396,5	399,5	397,5
2	17055,4	5635,1	22690,5	393,5	395,5	393,5
3	20255,8	6645,3	26901,1	389,5	392,5	390,5
4	23460,1	7660,8	31120,9	385,5	388,5	386,5
5	26655,5	8680,4	35335,9	382,5	385,5	383,5

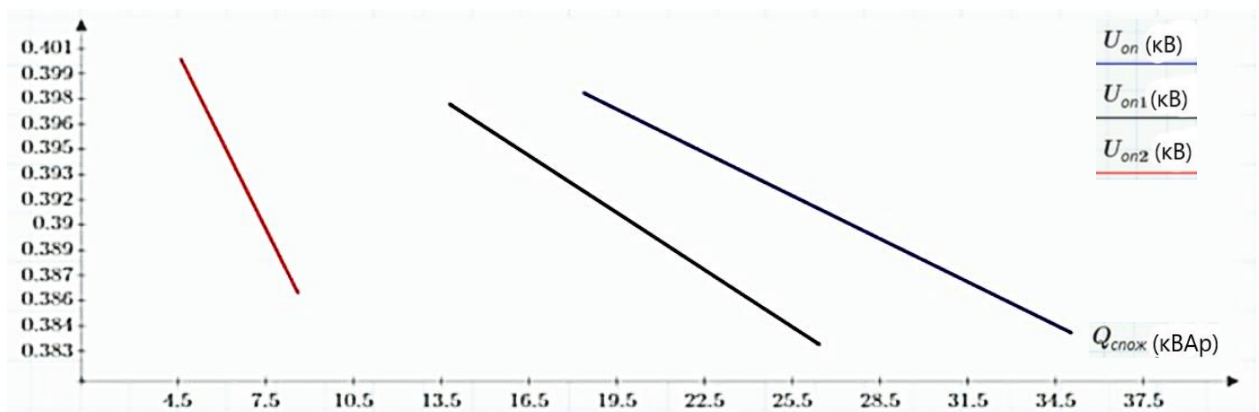


Рис. 7.2. Графічне відображення функції $U(Q)$ для базової конфігурації керованої мікромережі.

Проаналізувавши отриману візуалізацію (рис. 7.2), можна зробити важливий технологічний висновок: сонячна установка E2 (попри меншу встановлену потужність) виявляє значно інтенсивніший вплив на стабілізацію рівня вузлової напруги, аніж традиційний генератор E1. Це пояснюється високою швидкодією її силової інверторної електроніки під час інжекції реактивного струму.

На основі проведеного комплексу математичних розрахунків та комп'ютерного моделювання режимів роботи автономної локальної електромережі з двостороннім живленням, можна сформулювати наступні висновки.

Запропонована схема заміщення, яка включає традиційне джерело розподіленої генерації (E1) та малопотужну фотоелектричну сонячну станцію (E2), довела свою спроможність забезпечувати надійне електропостачання єдиного

центру навантаження. Двостороннє підключення суттєво підвищує загальну стійкість системи до локальних збурень.

Детальний покроковий розрахунок падіння напруги та втрат активної/реактивної потужності в силових трансформаторах ($T1$, $T2$) і кабельних магістралях ($L1$, $L2$) підтвердив, що ігнорування еквівалентних опорів цих елементів є неприпустимим. Втрати на транспортування безпосередньо впливають на кінцевий електричний потенціал у точці спільного приєднання (ТСП) та визначають реальну пропускну здатність системи.

Аналіз миттєвих значень фазних і лінійних напруг із подальшим застосуванням перетворень Кларка та Парка-Горєва (перехід до ортогональних нерухомих $\alpha - \beta$ та обертових $d - q$ координат) є критично важливою умовою. Саме переведення змінних у часі сигналів у постійні величини дозволяє сучасним мікропроцесорним ПІ-регуляторам інверторів миттєво реагувати на зміни в мережі без затримок.

Побудована статична характеристика $U(Q)$ довела працездатність методу керування за відхиленням напруги. Задаючи різні рівні реактивного споживання, було визначено необхідні рівні опорної напруги, що дозволяє системі автоматично підтримувати баланс без необхідності використання складних централізованих ліній зв'язку між генераторами.

Найбільш значущим технологічним результатом дослідження є висновок щодо впливу сонячної станції E2 на стабільність вузла навантаження. Незважаючи на те, що номінальна потужність геліоустановки є суттєво нижчою за традиційний генератор E1, аналіз кривих $U(Q)$ наочно продемонстрував її вищий ступінь впливу на стабілізацію вузлової напруги. Цей ефект досягається завдяки надвисокій швидкодії напівпровідникових силових інверторів, які здатні практично миттєво інjektувати необхідну порцію реактивного струму в мережу, компенсуючи просідання напруги ефективніше за синхронні машини.

ВИСНОВКИ

Представлена робота була спрямована на детальну розробку та обґрунтування системи електропостачання підприємства з випуску електротехнічної продукції з урахуванням жорстких сучасних критеріїв безвідмовності, енергоефективності та фінансової рентабельності. Під час проєктування було детально досліджено характер виробничих циклів, сформовано типові добові криві споживання потужності, а також встановлено точні електричні параметри приймачів у розрізі окремих технологічних зон. Це дозволило отримати об'єктивну картину внутрішнього енергоспоживання, виявити його сезонні й добові коливання, а також закласти необхідний потенціал для перспективного розширення фабричних площ.

Завдяки побудові просторової моделі (картограми) розподілу навантажень вдалося досягти найбільш раціонального геометричного розміщення ключових елементів інфраструктури на території заводу. Такий підхід оптимізував трасування кабельних магістралей та допоміг безпомилково визначити координати центрів живлення. Комплексне інженерно-економічне зіставлення кількох альтернативних варіантів зовнішніх та внутрішніх мереж підтвердило доцільність використання радіальної структури з локальним секційним резервуванням. Таке технічне рішення гарантує високу експлуатаційну надійність і мінімізує тривалість простою технологічного обладнання у разі виникнення позаштатних ситуацій.

Суттєву увагу в проєкті приділено питанням нормалізації балансу реактивної енергії. Проведені математичні розрахунки виявили дефіцит реактивної потужності та обґрунтували обов'язковість впровадження пристроїв компенсації задля зниження теплових втрат і стабілізації рівнів напруги. На основі отриманих результатів було підібрано оптимальні номінали, кількість та місця монтажу конденсаторних установок, що дозволяє утримувати коефіцієнт потужності на нормативному рівні та захищає силові трансформатори від передчасного зносу й перевантажень.

						Ар.
						80

Важливим етапом роботи стало моделювання струмів трифазного короткого замикання у характерних вузлах системи. Знайдені показники ударних та термічних струмів послужили фундаментальною базою для вибору та перевірки високовольтного устаткування: провідників напругою 10 кВ, комутаційних вакуумних апаратів, засобів захисту та комерційного обліку. Усе затверджене обладнання повністю задовольняє умови експлуатації та вимоги національних стандартів. Одночасно з цим, обґрунтований парк цехових трансформаторів за своєю кількістю та потужністю гарантує безперебійне покриття пікових навантажень у найбільш ощадливих режимах роботи.

Окремий науково-практичний блок дослідження присвячено аналізу режимів роботи децентралізованих відновлюваних джерел малої потужності та інтеграції активних споживачів. На основі комп'ютерного моделювання локальної мережі з двостороннім живленням (від традиційного джерела та малопотужної фотоелектричної станції) доведено високу життєздатність такої комбінації для безперебійного забезпечення спільного вузла навантаження. Покроковий розрахунок втрат потужності в кабельних лініях і силових трансформаторах підтвердив критичну необхідність урахування їхніх еквівалентних опорів, оскільки ці параметри безпосередньо формують рівень електричного потенціалу в точці спільного приєднання та визначають реальну пропускну здатність системи.

Для забезпечення якісного динамічного керування інвертором геліостанції було застосовано математичний апарат перетворень Кларка та Парка-Горєва, що дозволив перевести змінні у часі фазні сигнали в ортогональні системи координат. Цей перехід дав змогу сучасному мікропроцесорному ПІ-регулятору миттєво реагувати на збурення в мережі за відхиленням напруги без використання складних і дорогих централізованих ліній зв'язку між генераторами.

Найбільш значущим інженерним результатом цього аналізу стало виявлення унікального ефекту стабілізації вузлової напруги за допомогою сонячної станції. Завдяки надвисокій швидкодії напівпровідникових силових ключів інвертора, геліоустановка, попри свою відносно малу номінальну потужність, здатна практично миттєво інжектувати необхідну порцію реактивного струму в мережу.

Це забезпечує компенсацію раптових просідань напруги у точці спільного приєднання значно ефективніше, ніж класичні синхронні машини традиційних генераторів.

У підсумку, спроектована система електропостачання промислового підприємства повністю відповідає всім критеріям безпеки, надійності та ощадливості. Запропоновані рішення враховують специфіку електротехнічного виробництва, оптимізують використання паливно-енергетичних ресурсів та закладають гнучкий технічний базис для подальшої модернізації заводу. Матеріали роботи підтверджують, що ретельно обґрунтована інженерна стратегія в царині енергозабезпечення є запорукою успішного функціонування промислових об'єктів в умовах постійного зростання вимог до екологічної сталості та технологічної стійкості.

						Ар.
						82

СПИСОК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ

1. Електротехнічні системи електроспоживання : / П. Г. Плешков, В. В. Зінзура, Н. Ю. Гарасьова. - Кропивницький : ЦНТУ, 2021. – 208 с.
2. Правила улаштування електроустановок / Міненерговугілля України. – Київ : 2017. – 617 с.
3. Електропостачання: підручник / П. О. Василега. – Суми: СДУ, 2019. – 521 с.
4. Перехідні процеси в системах електропостачання / Г. Г. Півняк, В. Н. Винославський, А. Я. Рибалко, Л. І. Несен та ін. – Дніпропетровськ : Вид-во НГА України, 2000. – 378 с.
5. Рудницький В. Г. Внутрішньозаводське електропостачання. Курсове проектування : навчальний посібник / В. Г. Рудницький. – Суми : Університетська книга, 2006. –153 с.