

Центральноукраїнський національний технічний університет
Факультет будівництва, транспорту та енергетики
Кафедра «Електротехнічні системи та енергетичний менеджмент»

“Допущено до захисту”
Зав. кафедрою ЕТС та ЕМ
к.т.н., професор
_____Петро ПЛЄШКОВ
“ ____ ” _____ 2026 р.

КВАЛІФІКАЦІЙНА РОБОТА ЗА ПЕРШИМ (БАКАЛАВРСЬКИМ) РІВНЕМ ВИЩОЇ ОСВІТИ

на тему:

**Проектування системи електропостачання
агропромислових споживачів Онufрiївської громади
Design of the electricity supply system for agribusiness
consumers in the Onufriivka community**

Виконав здобувач вищої освіти
IV курсу, групи ЕЕ-22з,
ОПП «Електроенергетика,
електротехніка та електромеханіка»
спеціальності 141 «Електроенергетика,
електротехніка та електромеханіка»
_____Микола ПОПОВИЧ
« ____ » _____ 2026 р.

Керівник роботи
старший викладач
_____Тетяна ВЕЛИЧКО
« ____ » _____ 2026 р.

Рецензент _____

м. Кропивницький

Центральноукраїнський національний технічний університет

Факультет будівництва, транспорту та енергетики

Кафедра електротехнічних систем та енергетичного менеджменту

Рівень вищої освіти перший (бакалаврський)

Галузь знань 14 «Електрична інженерія»

Спеціальність 141 «Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка»

Освітньо-професійна програма «Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка»

ЗАТВЕРДЖУЮ:

Завідувач кафедри ЕТС та ЕМ

_____ Петро ПЛІШКОВ

«_____» _____ 2026 р.

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

Поповича Миколи Петровича

(прізвище, ім'я, по-батькові)

1. Тема роботи Проектування системи електропостачання агропромислових споживачів Онуфріївської громади

Design of the electricity supply system for agribusiness consumers in the Onufriivka community

2. Керівник роботи Величко Тетяна Володимирівна, старший викладач
(прізвище, ім'я, по-батькові, науковий ступінь, вчене звання)

3. Строк подання роботи до захисту 10.06.2026 р.

4. Мета та завдання кваліфікаційної роботи розрахунок електричних навантажень; побудова графіків та картограми електричних навантажень; вибір напруги і електричних схем зовнішнього електропостачання; розрахунок режимів реактивної потужності; вибір трансформаторів; розрахунок струмів КЗ, вибір обладнання та силових мереж; техніко-економічне обґрунтування та проектування оптимальної конфігурації районної мережі електропостачання

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
<i>1</i>	<i>Вступ</i>	<i>13.04-17.04</i>	
<i>2</i>	<i>Розрахунок електричних навантажень</i>	<i>18.04-25.04</i>	
<i>3</i>	<i>Побудова графіків електричних навантажень</i>	<i>26.04-28.04</i>	
<i>4</i>	<i>Побудова картограми електричних навантажень</i>	<i>29.04-04.05</i>	
<i>5</i>	<i>Вибір напруги і електричних схем</i>	<i>05.05-09.05</i>	
<i>6</i>	<i>Режими реактивної потужності</i>	<i>10.05-15.05</i>	
<i>7</i>	<i>Вибір трансформаторів</i>	<i>16.05-18.05</i>	
<i>8</i>	<i>Розрахунок струмів КЗ, вибір обладнання та силових мереж системи електропостачання</i>	<i>19.05-24.05</i>	
<i>9</i>	<i>Техніко-економічне обґрунтування та проектування оптимальної конфігурації районної мережі електропостачання</i>	<i>25.05-31.05</i>	
<i>10</i>	<i>Оформлення презентаційної частини КР</i>	<i>01.06-04.06</i>	
<i>11</i>	<i>Оформлення пояснювальної записки КР</i>	<i>05.06-10.06</i>	

Дата видачі завдання

«___» _____ 2026 р.

Підпис керівника

Тетяна ВЕЛИЧКО

Завдання прийнято до виконання

«___» _____ 2026 р.

Підпис здобувача

Микола ПОПОВИЧ

АНОТАЦІЯ

Кваліфікаційна робота: 81 с.; 13 рис.; 22 табл.; 14 джерел

Попович М.П. Проектування системи електропостачання агропромислових споживачів Онufрїївської громади. – Рукопис.

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

Основною метою проектування є створення раціональної структури розподільної електричної мережі, яка здатна забезпечити безперебійне та якісне функціонування відповідальних виробничих об'єктів громади, зокрема сучасного автоматизованого хлібопекарського комплексу, за умов мінімальних технологічних втрат та капіталовкладень.

У ході проектування виконано комплексний розрахунок силових та освітлювальних електричних навантажень споживачів. Здійснено вибір цехових трансформаторних підстанцій, а також підбір сучасної високовольтної комутаційної, захисної та вимірювальної апаратури. Особливу увагу приділено розрахунку балансу реактивної потужності та впровадженню пристроїв компенсації на шинах підприємства.

За результатами техніко-економічного зіставлення обґрунтовано вибір радіальної схеми як найбільш надійної, гнучкої та перспективної для подальшого інфраструктурного розвитку району. Додатково проведено дослідження структури технологічних втрат електроенергії, яке підтвердило високу енергетичну ефективність та доцільність усіх запропонованих проектних рішень.

Ключові слова: електропостачання, агропромислові споживачі, хлібопекарський комплекс, електричні навантаження, картограма, короткий замикання, вакуумний вимикач, компенсація реактивної потужності, радіальна схема, енергоефективність.

ABSTRACT

Qualification work: 81 p.; 13 Fig.; 22 tables; 14 sources

Popovych M. Design of the electricity supply system for agribusiness consumers in the Onufriivka community. – Manuscript.

Qualification work 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 main objective of the design is to create a rational structure for the electrical distribution network, capable of ensuring the uninterrupted and high-quality operation of the community's critical production facilities, particularly a modern automated bakery complex, under the conditions of minimal technological losses and capital investments.

In the course of the design, a comprehensive calculation of the consumers' power and lighting electrical loads was performed. The choice of workshop transformer substations was made, as well as the selection of modern high-voltage switching, protective, and measuring equipment. Special attention was paid to calculating the reactive power balance and implementing compensation devices on the enterprise's buses.

Based on the results of the techno-economic comparison, the choice of a radial scheme was substantiated as the most reliable, flexible, and promising for the further infrastructural development of the district. Additionally, a study of the structure of technological electricity losses was conducted, confirming the high energy efficiency and feasibility of all proposed design decisions.

Keywords: power supply, agribusiness consumers, bakery complex, electrical loads, cartogram, short circuit, vacuum circuit breaker, reactive power compensation, radial scheme, energy efficiency.

З М І С Т

	Перелік скорочень	7
1.	ЗАГАЛЬНА ХАРАКТЕРИСТИКА АГРОПРОМИСЛОВИХ СПОЖИВАЧІВ ОНУФРІЇВСЬКОЇ ГРОМАДИ	8
2.	РОЗРАХУНОК ЕЛЕКТРИЧНИХ НАВАНТАЖЕНЬ	10
2.1.	Розрахунок силових електричних навантажень в електричних мережах до 1000 В	10
2.2.	Розрахунок освітлювальних навантажень	11
2.3.	Розрахунок електричних навантажень в силових мережах вище 1000 В	12
2.4.	Побудова графіків електричних навантажень хлібокомплексу	18
3.	РОЗРОБКА КАРТОГРАМИ СПОЖИВАННЯ ТА ОБҐРУНТУВАННЯ ЛОКАЦІЇ ЦЕНТРАЛЬНОГО РОЗПОДІЛЬНОГО ПУНКТУ	22
4.	ВИБІР НАПРУГИ ТА РОЗРОБКА КОНФІГУРАЦІЇ ЗОВНІШНЬОЇ МЕРЕЖІ ЕЛЕКТРОПОСТАЧАННЯ	25
5.	КОМПЕНСАЦІЯ РЕАКТИВНОЇ ПОТУЖНОСТІ НА ХЛІБОПЕКАРСЬКОМУ КОМПЛЕКСІ	30
5.1.	Забезпечення балансу реактивної потужності та вибір компенсуючих пристроїв	30
5.2.	Вибір установок КРП для мереж підприємства	31
6.	ВИБІР КІЛЬКОСТІ ТА ПОТУЖНОСТІ ЦЕХОВИХ ТРАНСФОРМАТОРІВ	34
7.	СТРУМИ КОРОТКОГО ЗАМИКАННЯ ТА ВИБІР ЕЛЕКТРООБЛАДНАННЯ ЦРП	36
7.1.	Розрахунок струмів короткого замикання в мережі 10 кВ	36
7.2.	Вибір та інженерна перевірка високовольного обладнання	38
8.	ТЕХНІКО-ЕКОНОМІЧНЕ ОБҐРУНТУВАННЯ ТА ПРОЕКТУВАННЯ ОПТИМАЛЬНОЇ КОНФІГУРАЦІЇ РАЙОННОЇ МЕРЕЖІ ЕЛЕКТРОПОСТАЧАННЯ	42
8.1.	Концептуальне формування варіантів мережі та вибір класу номінальної напруги	42
8.2.	Оцінка балансу потужностей та первинне проектування системи компенсації реактивної енергії	44
8.3.	Розрахунок параметрів заміщення та вибір потужності силових трансформаторів	45
8.4.	Вибір площі перерізу проводів повітряних ліній електропередачі	47

					КВАЛІФІКАЦІЙНА РОБОТА			
Зм.	Арк	№ докум.	Підпис	Дата				
Розробив		М. Попович			Проектування системи електропостачання агропромислових споживачів Онуфріївської громади Design of the electricity supply system for agribusiness consumers in the Onufriivka community	Літ.	Аркуш	Аркушів
Перевірів		Т. Величко					5	81
						ЦНТУ, гр. ЕЕ-22з		
Н.контр.		Т. Величко						
Затв.		П. Плешков						

8.5	Математичне моделювання та багатоваріантний аналіз усталених режимів роботи розподільної мережі	49
8.6.	Оптимізація та фінальне коригування параметрів компенсуючих пристроїв	51
8.7.	Комплексне техніко-економічне обґрунтування фінального проектного рішення	52
8.8.	Аналіз структури та шляхи мінімізації технологічних втрат електроенергії в проєктованій мережі	53
9.	ВИСНОВКИ	58
10.	ПЕРЕЛІК ПОСИЛАНЬ	60
	Додатки	62
	Додаток А	63
	Додаток Б	66
	Додаток В	70
	Додаток Г	71
	Додаток Д	72
	Додаток Е	80

						Арх.
						6
Змн.	Арх.	№ докум.	Підпис	Дата		

ПЕРЕЛІК СКОРОЧЕНЬ

АВР – Автоматичне введення резерву

АПК – Агропромисловий комплекс

БСК – Батарея статичних конденсаторів

ВП – Власні потреби (підстанцій або розподільчих пристроїв)

ГЗП – Головна знижувальна підстанція

КЗ – Коротке замикання

КЛ – Кабельна лінія (електропередачі)

КРП – Комплектний розподільчий пристрій

КТП – Комплектна трансформаторна підстанція

ЛЕП – Лінія електропередачі

ПЛ – Повітряна лінія (електропередачі)

РП – Розподільчий пристрій

РПН – Регулювання під навантаженням (пристрій автоматичного регулювання напруги трансформатора)

ТН – Трансформатор напруги (вимірювальний)

ТС – Трансформатор струму (вимірювальний)

ЦРП – Центральний розподільчий пункт

						Арх.
						7
Змн.	Арх.	№ докум.	Підпис	Дата		

1. ЗАГАЛЬНА ХАРАКТЕРИСТИКА АГРОПРОМИСЛОВИХ СПОЖИВАЧІВ ОНУФРІЇВСЬКОЇ ГРОМАДИ

Агропромисловий комплекс (АПК) Онуфріївської громади представляє собою розгалужену мережу різнопланових підприємств, серед яких: завод з виробництва концентрованих кормів, автоматизований хлібопекарський комплекс, підприємство заготівлі зерна, пункт первинної обробки, сепарації та пастеризації молока та різноманітні агрофірми.

Електропостачання цих підприємств має ряд характерних особливостей:

- категорійність надійності: практично всі вузлові підстанції району (окрім п/ст "Центральна") живлять споживачів I та II категорії надійності. Це означає, що перерва в електропостачанні може призвести до масового псування продукції (наприклад, скисання молока або псування тіста), простою обладнання та значних економічних збитків. Саме тому ці підстанції спроектовані як двотрансформаторні та отримують живлення по дволанцюговим лініям;

- специфіка навантаження та сезонність: споживачі АПК мають різнотипні графіки навантажень. Наприклад, підприємство заготзерно має яскраво виражений сезонний максимум споживання в період збору врожаю (кінець літа – осінь), коли активно працюють зерноочисні машини, сушарки та норії. Натомість пункт первинної обробки, сепарації та пастеризації молока та автоматизований хлібопекарський комплекс характеризуються відносно рівномірним цілорічним навантаженням;

- характер електроприймачів: більшість електроприймачів підприємств АПК – це асинхронні двигуни (насоси, вентилятори, транспортери, дробарки на комбікормовому заводі), які споживають значну реактивну потужність.

Автоматизований хлібопекарський комплекс, що отримує живлення від шин 10 кВ підстанції I "Павлиш", є одним із найважливіших промислових об'єктів району. Сумарне навантаження на шинах 10 кВ цієї підстанції є найбільшим у районі і становить 7,72 МВА, куди входить потужність самого хлібокомплексу та інших споживачів агропромислового призначення.

						Арх.
Змн.	Арх.	№ докум.	Підпис	Дата		8

Технологічні та електротехнічні особливості автоматизованого хлібопекарського комплексу:

Надійність електропостачання: хлібокомплекс є підприємством безперервного циклу. За надійністю електропостачання основні цехи належать до II категорії. Раптове зникнення напруги призводить до зупинки конвеєрів, порушення температурного режиму в печах, перекидання тіста та, як наслідок, до масового браку продукції і зриву графіка забезпечення населення хлібом. Окремі електроприймачі (пожежні насоси, аварійне освітлення, котельня) належать до I категорії надійності. Тому живлення від двотрансформаторної підстанції "Павлиш" є критично необхідним.

Основні групи електроприймачів:

- електрорушійне навантаження: тістомісильні машини, конвеєрні стрічки, дозатори сировини, вентиляційні та витяжні системи, водяні насоси. Ці приймачі створюють індуктивне навантаження на мережу;
- електротермічне навантаження: електричні печі (або системи розпалу газових печей), розстоечні шафи для тіста, термопакувальні автомати. Вони є потужними споживачами суто активної енергії;
- освітлення: внутрішнє освітлення виробничих цехів (переважно світлодіодне або люмінесцентне) та зовнішнє освітлення території і складів;
- графік електричних навантажень: на відміну від багатьох аграрних підприємств, хлібокомплекс працює цілорічно, зазвичай у дві або три зміни. Добовий графік електричних навантажень є відносно щільним та рівномірним, з невеликими піками під час одночасного запуску тістомісильних ліній на початку зміни.

						Арх.
						9
Змн.	Арх.	№ докум.	Підпис	Дата		

2. РОЗРАХУНОК ЕЛЕКТРИЧНИХ НАВАНТАЖЕНЬ

Визначення електричних навантажень є базовим етапом проектування системи електропостачання, оскільки від точності цих розрахунків залежить правильний вибір перерізів ліній, потужності трансформаторів та комутаційних апаратів. Розрахунок виконується послідовно: від електроприймачів до шин 0,4 кВ, а потім, з урахуванням втрат у трансформаторах, визначається навантаження на стороні 10 кВ.

2.1. Розрахунок силових електричних навантажень в електричних мережах до 1000 В

Розрахунок силового навантаження до 1000 В виконується методом впорядкованих діаграм. Розглянемо методику на прикладі підрозділу «Автоматизований хлібопекарський комплекс. Адміністративно-побутовий корпус».

Вихідні дані:

- Кількість електроприймачів: $n_{\text{ел}}=20$ шт.
- Потужність найбільш та найменш потужного приймача:
 $P_{\text{н.мах}}=20$ кВт; $P_{\text{н.мін}}=1,5$ кВт.
- Сумарна встановлена потужність: $P_{\text{сум}}=247$ кВт.
- Коефіцієнт використання: $K_{\text{и}}=0,6$.
- Енергетичні показники: $\cos\varphi=0,8$; $\tan\varphi=0,75$.

Визначаємо середнє силове навантаження за максимально завантаженою зміну:

$$P_{\text{см}} = K_{\text{и}} \cdot P_{\text{сум}} = 0,6 \cdot 247 = 148,2 \text{ кВт}$$

$$Q_{\text{см}} = P_{\text{см}} \cdot \tan \varphi = 148,2 \cdot 0,75 = 111,15 \text{ квар}$$

Знаходимо ефективне число електроприймачів $n_{\text{еф}}$:

$$n_{\text{еф}} = \frac{2 \cdot P_{\text{сум}}}{P_{\text{н.мах}}} = \frac{2 \cdot 247}{20} \approx 20$$

						Арх.
Змн.	Арх.	№ докум.	Підпис	Дата		10

За значеннями $K_{и}$ та $n_{эф}$ за довідковими таблицями визначаємо коефіцієнт максимуму $K_{м}=1,19$. Розрахункове максимальне силове навантаження вузла складатиме:

$$P_p = P_{см} \cdot K_{м} = 148,2 \cdot 1,19 = 175,96 \text{ кВт}$$

$$Q_p = Q_{см} = 111,15 \text{ квар}$$

Розрахунок силового навантаження для інших підрозділів автоматизованого хлібопекарського комплексу виконано аналогічним чином за допомогою математичного пакета Microsoft Excel, результати зведено до таблиці 2.1.

2.2. Розрахунок освітлювальних навантажень

Приклад розрахунку освітлювального навантаження наведено для підрозділу «Автоматизований хлібопекарський комплекс. Головний виробничий цех».

Вихідні дані:

- Площа приміщення: $F=2480 \text{ м}^2$.
- Питома потужність освітлення: $P_o=18 \text{ Вт/м}^2$.
- Коефіцієнт попиту для освітлювальної мережі: $K_c=0,9$.

Встановлена потужність освітлювальних установок:

$$P_y = P_o \cdot F \cdot 10^{-3} = 18 \cdot 2480 \cdot 10^{-3} = 44,64 \text{ кВт}$$

Розрахункове активне навантаження з урахуванням втрат у пускорегулювальній апаратурі (ПРА, коефіцієнт 1,12):

$$P_{p.oy} = 1,12 \cdot 44,64 \cdot 0,9 \approx 45 \text{ кВт}$$

Розрахункове реактивне навантаження освітлення:

$$Q_{p.oy} = P_{p.oy} \cdot \tan \varphi = 45 \cdot 1,73 = 77,85 \text{ квар}$$

Аналогічний розрахунок освітлювальних навантажень виконано по всім іншим підрозділам, результати занесено в таблицю 2.2.

						Арх.
						11
Змн.	Арх.	№ докум.	Підпис	Дата		

2.3. Розрахунок електричних навантажень в силових мережах вище 1000 В

Визначення навантажень на стороні високої напруги (10 кВ) вимагає врахування втрат потужності в силових трансформаторах. Розрахунок наведено для підстанції КТП1, яка живить головний виробничий цех, транспортний цех та ремонтно-механічну майстерню.

Сумарне розрахункове силове навантаження на шинах 0,4 кВ:

$$P_p = 1318,77 \text{ кВт}; Q_p = 890,79 \text{ квар.}$$

Освітлювальне навантаження: $P_{p.ou} = 66,47 \text{ кВт}; Q_{p.ou} = 114,99 \text{ квар.}$

Всього сумарне навантаження підстанції на стороні нижчої напруги:

$$P_{\Sigma} = 1318,77 + 66,47 = 1385,24 \text{ кВт}$$

$$Q_{\Sigma} = 890,79 + 114,99 = 1005,78 \text{ квар}$$

Виходячи з міркувань надійності та враховуючи наявність пристроїв повної компенсації реактивної потужності, для даної підстанції обрано два трансформатори типу ТМЗ 1000/10. Коефіцієнт їх завантаження в нормальному режимі складає:

$$K_3 = \frac{1385,24}{2 \cdot 1000} = 0,69$$

Технічні дані обраного трансформатора ТМЗ 1000/10:

$$U_k = 5,5\%; \Delta P_k = 11 \text{ кВт}; \Delta P_x = 2,1 \text{ кВт}; I_x = 1,4\%.$$

Згідно з паспортними даними, втрати потужності в двох трансформаторах КТП1 становлять:

$$\Delta P_T = 14,75 \text{ кВт}$$

$$\Delta Q_T = 80,77 \text{ квар}$$

Розрахункове навантаження вище 1000 В для підстанції КТП1 з урахуванням втрат:

$$P_{p(10 \text{ кВ})} = 1385,24 + 14,75 = 1399,99 \text{ кВт}$$

$$Q_{p(10 \text{ кВ})} = 1005,78 + 80,77 = 1086,55 \text{ квар}$$

						Арх.
						12
Змн.	Арх.	№ докум.	Підпис	Дата		

Повна розрахункова потужність на стороні 10 кВ складає:

$$S_p = \sqrt{1399,99^2 + 1086,55^2} = 1772,16 \text{ кВА}$$

Розрахунок навантажень у мережі вище 1000 В для інших підстанцій підприємства та по агропромисловим споживачам в цілому зведено в таблицю 2.3.

						Арх.
						13
Змн.	Арх.	№ докум.	Підпис	Дата		

Таблиця 2.1. Розрахунок силових електричних навантажень в мережі 0,4 кВ

№	Назва вузлів навантаження та груп електроприймачів	Кіль-ть ел. споживачів	Встановлена потужність, кВт				m	Кв	cosφ	tgφ	Середнє навантаження за зміну, кВт, квар		ne	Km	Розрахункова потужність, кВт, квар, кВА		
			Одного		Сумарна						Рср	Qср			Рр	Qр	Sp
1	2	3	4			5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16
	Автоматизований хлібопекарський комплекс																
1	Адміністративно-побутовий корпус	20	1,5	-	20	247		0,6	0,8	0,75	148,20	111,15	20	1,19	175,96	111,15	208,13
2	Головний виробничий цех	93	1,0	-	100	1808		0,60	0,63	0,746	1092,00	814,37	36	1,13	1236,42	814,37	1480,52
3	Експедиція та склад готової продукції	32	1,0	-	15	178		0,55	0,55	0,91	97,40	88,66	24	1,20	116,50	88,66	146,40
4	Склад безтарного зберігання борошна та сировини	20	2,0	-	20	229		0,61	0,57	0,882	140,60	124,00	20	1,18	165,82	124,00	207,06
5	Їдальня	28	1,0	-	70	537,8		0,58	0,62	0,785	312,64	245,43	15	1,23	385,87	245,43	457,30
6	Транспортний цех та ремонтно-механічна майстерня	27	1,2	-	20	202,5		0,35	0,68	1,078	70,88	76,42	20	1,36	96,09	76,42	122,77
7	Теплотехнічний цех	30	1,0	-	120	632,5		0,66	0,63	0,75	418,38	313,78	11	1,22	509,06	313,78	598,00
	Всього по хлібокомплексу	250	1,0	-	120	3834,8		0,59	0,62	0,778	2280,09	1773,81	64	1,10	2504,66	1773,81	3069,16

Таблиця 2.2. Розрахунок освітлення

№	Найменування	F,м²	ρ₀,Вт/м²	Рв,кВт	K1	Kс	tgφ	Рр,кВт	Qр,квар	Sp,кВА
1	Адміністративно-побутовий корпус	540	20	10,80	1,2	0,8	0,48	10,37	4,98	11,50
2	Головний виробничий цех	2480	18	44,64	1,12	0,9	1,73	45,00	77,85	89,91
3	Експедиція та склад готової продукції	2640	8	21,12	1,12	0,8	1,73	18,92	32,74	37,81
4	Склад безтарного зберігання борошна та сировини	3120	6	18,72	1,12	0,85	1,73	17,82	30,83	35,61
5	Їдальня	2600	18	46,80	1,2	0,95	0,48	53,35	25,61	59,18
6	Транспортний цех та ремонтно-механічна майстерня	1420	15	21,30	1,12	0,9	1,73	21,47	37,14	42,90
7	Теплотехнічний цех	2400	6	14,40	1,2	0,9	0,48	15,55	7,46	17,25
8	Територія комплексу	40000	0,1	4,00	1,12	1	1,73	4,48	7,75	8,95
	Всього по хлібокомплексу							186,96	224,36	292,05

Назва групи споживачів	Кількість ЕС	Р одного, кВт			Р сумарна, кВт	m	$K_{\text{и}}$	$\cos \varphi$	$\operatorname{tg} \varphi$	Середнє навантаження		$P_{\text{еф}}$	$K_{\text{м}}$	Розрахункове навантаження		
		min	max							$P_{\text{см}}, \text{ кВт}$	$Q_{\text{см}}, \text{ квар}$			$P_{\text{р}}, \text{ кВт}$	$Q_{\text{р}}, \text{ квар}$	$S_{\text{р}}, \text{ кВА}$
1	2	3			4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
<u>ПС "Вишнівеці"</u>																
Всього на шинах 35 кВ ПС "Вишнівці"														3573,38	3204,62	4799,86
<u>ПС "Павлиш"</u>																
Автоматизований хлібопекарський комплекс																
ТПН№1																
Головний виробничий цех																
силова	93	1	-	100	1808		0,60 4	0,63	0,75	1092	814,37	36	1,132	1236,42	814,37	1480,52
освітлювальна														45,00	77,85	
Всього														1281,42	892,22	1561,43
Транспортний цех та ремонтно-механічна майстерня																
силова	27	1,2	-	20	202,5		0,35	0,68	1,08	70,88	76,42	20	1,356	96,09	76,42	122,77
освітлювальна														21,47	37,14	
Всього														117,56	113,56	163,46
Всього по ТПН№1																
силова	120	1		100	2010,5		0,57 8	0,79	0,77	1162,88	890,791	40	1,13	1318,77	890,79	1591,44
освітлювальна														66,47	114,99	
Всього на шинах 0,4 кВ ТП1														1385,24	1005,78	1711,86
Втрати в трансформаторах														14,75	80,77	
Кількість трансформаторів:	2															
Номінальна потужність, кВА:	1000															
Коефіцієнт завантаження $K_3=$	0,69															
Всього на шинах 10 кВ ТП1														1399,99	1086,55	1772,17
ТПН№2																
Їдальня																
силова	28	1	-	70	537,8		0,58	0,62	0,79	312,64	245,43	15	1,234	385,87	245,43	457,30
освітлювальна														53,35	25,61	
Всього														439,22	271,04	

продовження таблиці 2.3.

1	2	3			4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
Адміністративно-побутовий корпус																
силова	20	1,5	-	20	247		0,6	0,8	0,75	148,2	111,15	20	1,187	175,96	111,15	208,13
освітлювальна														10,37	4,98	
Всього														186,33	116,13	
Експедиція та склад готової продукції																
силова	32	1	-	15	178		0,54	0,55	0,91	97,4	88,66	24	1,196	116,50	88,66	146,40
освітлювальна														18,92	32,74	
Всього														135,42	121,40	
Всього по ТП2																
силова	80	1		70	962,8		0,6	0,8	0,8	558,24	445,24	28	1,17	650,68	445,24	788,43
освітлювальна														82,64	63,32	
Всього на шинах 0,4 кВ ТП2														733,32	508,56	892,41
Втрати в трансформаторах														8,02	43,58	
Кількість трансформаторів:	1															
Номінальна потужність, кВА:	1000															
Коефіцієнт завантаження K _з =	0,73															
Всього на шинах 10 кВ ТП2														741,34	552,14	924,36
ТП№3																
Теплотехнічний цех																
силова	30	1	-	120	632,5		0,66	0,63	0,75	418,38	313,78	11	1,217	509,06	313,78	598,00
освітлювальна														15,55	7,46	
Всього														524,62	321,25	
Склад безтарного зберігання борошна та сировини																
силова	20	2	-	20	229		0,61	0,57	0,88	140,6	124,00	20	1,179	165,82	124,00	207,06
освітлювальна														17,82	30,83	
Всього														183,64	154,83	
Всього по ТП3																
силова	50	1		120	861,5		0,6	0,8	0,78	559,0	437,78	14	1,19	667,22	437,78	798,02
освітлювальна														33,37	38,30	
Всього на шинах 0,4 кВ ТП3														700,59	476,07	847,04
Втрати в трансформаторах														7,50	41,00	

2.4. Побудова графіків електричних навантажень хлібокомплексу

Формування візуальних моделей споживання потужності $P(t)$, $Q(t)$ та $S(t)$ здійснюється спираючись на результати проведених вимірювань. Для забезпечення необхідної точності створюються окремі діаграми для теплого і холодного періодів року, причому обов'язково враховується поділ календарних діб на будні та свята. Використовуючи добові криві як базис, розробляється загальнорічна діаграма тривалості навантажень підприємства.

Саме щоденні криві дозволяють об'єктивно оцінити перевантажувальну здатність силових трансформаторів. Крім того, вони фіксують пікові та найменші значення споживання, що є критично важливим етапом обчислення параметрів напруги всередині системи.

За допомогою річного графіка розраховуються такі ключові техніко-економічні показники:

- Сумарні обсяги спожитої активної та реактивної електричної енергії за рік.
- Усереднений показник коефіцієнта потужності.
- Час використання максимального навантаження ($T_{\max}$).
- Річна тривалість повних втрат (τ).

Базові календарні дані для розрахунку прийняті наступними: холодний сезон налічує 147 робочих діб проти 65 вихідних, тоді як теплий період складається з 105 буднів та 48 неробочих днів.

Математичне моделювання та візуалізація режимів роботи автоматизованого хлібопекарського комплексу здійснювалися за допомогою спеціалізованого програмного забезпечення «Grafik.exe». Даний алгоритм був створений фахівцями кафедри, а отримані результати графічної побудови додаються у вигляді роздруківок, рис.2.1-2.5 та в додатку А.

						Арх.
						18
Змн.	Арх.	№ докум.	Підпис	Дата		

Розрахункові величини графіка електричних навантажень

S_p	=	3476,99	МВА
$W_{з.р.}$	=	6962214	кВт год.
$V_{з.р.}$	=	5534256	кВар год.
$W_{з.в.}$	=	972400	кВт год.
$V_{з.в.}$	=	1040520	кВар год.
$W_{л.р.}$	=	4227195	кВт год.
$V_{л.р.}$	=	3359370	кВар год.
$W_{л.в.}$	=	610656	кВт год.
$V_{л.в.}$	=	653568	кВар год.
W_p	=	12772465	кВт год.
V_p	=	10587714	кВар год.
T_{max}	=	4771,433	год.
τ	=	3165,629	год.

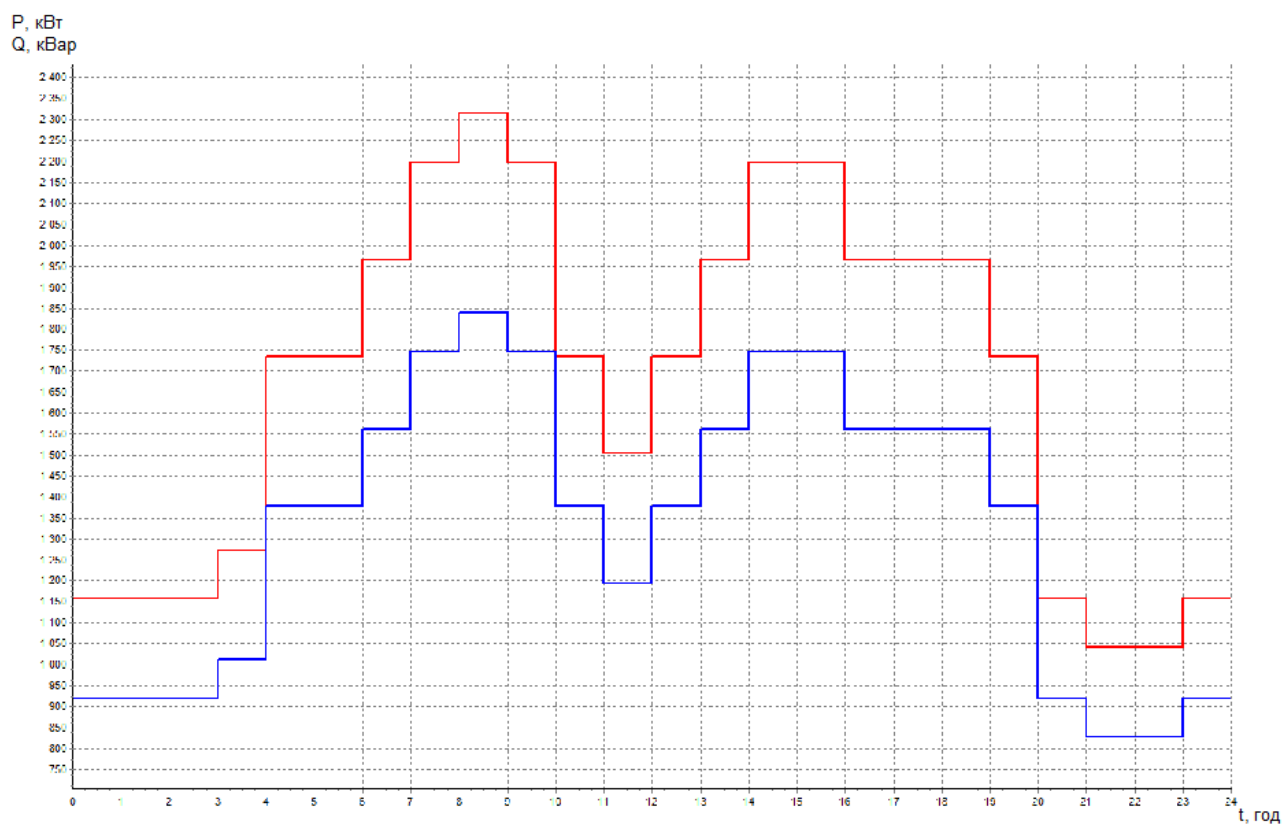


Рис.2.1. Графік літнього робочого дня

					Арх.
Змн.	Арх.	№ докум.	Підпис	Дата	19

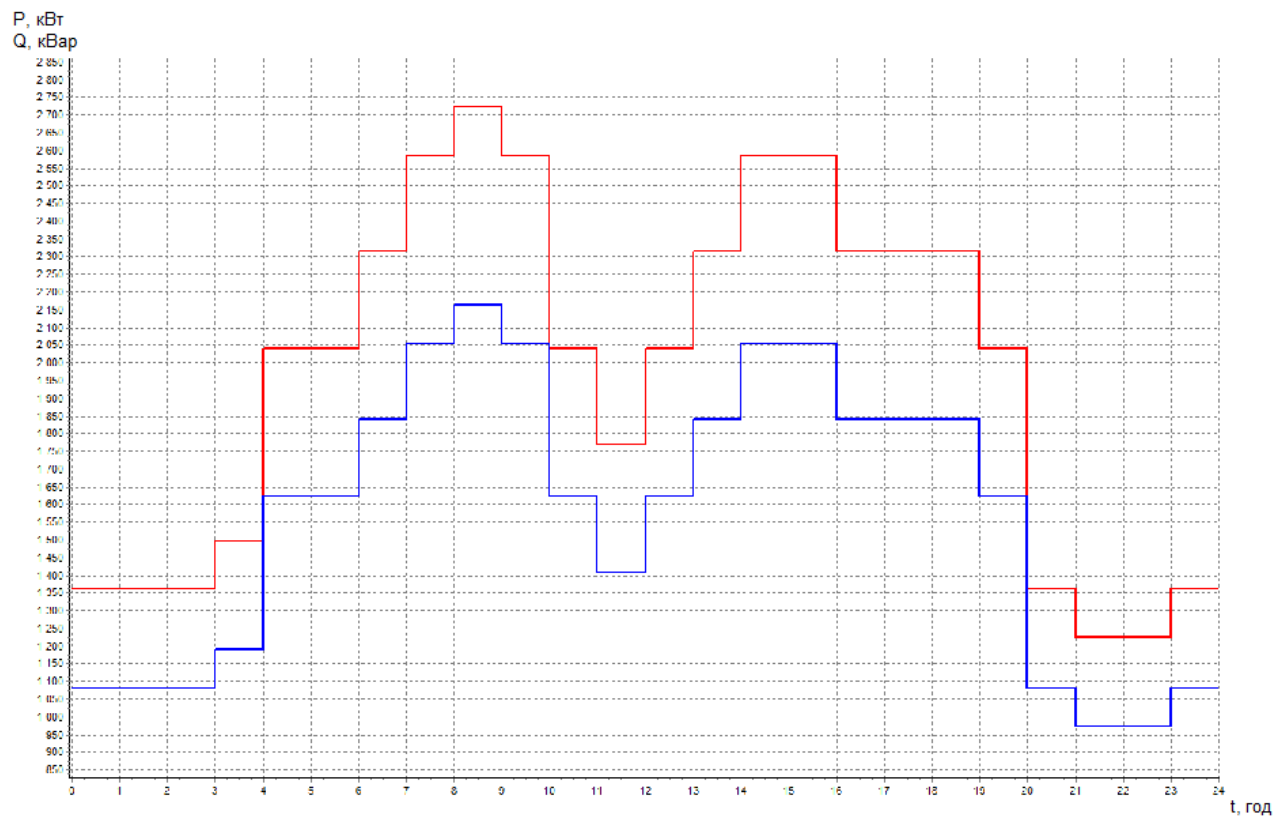


Рис.2.2. Графік зимового робочого дня

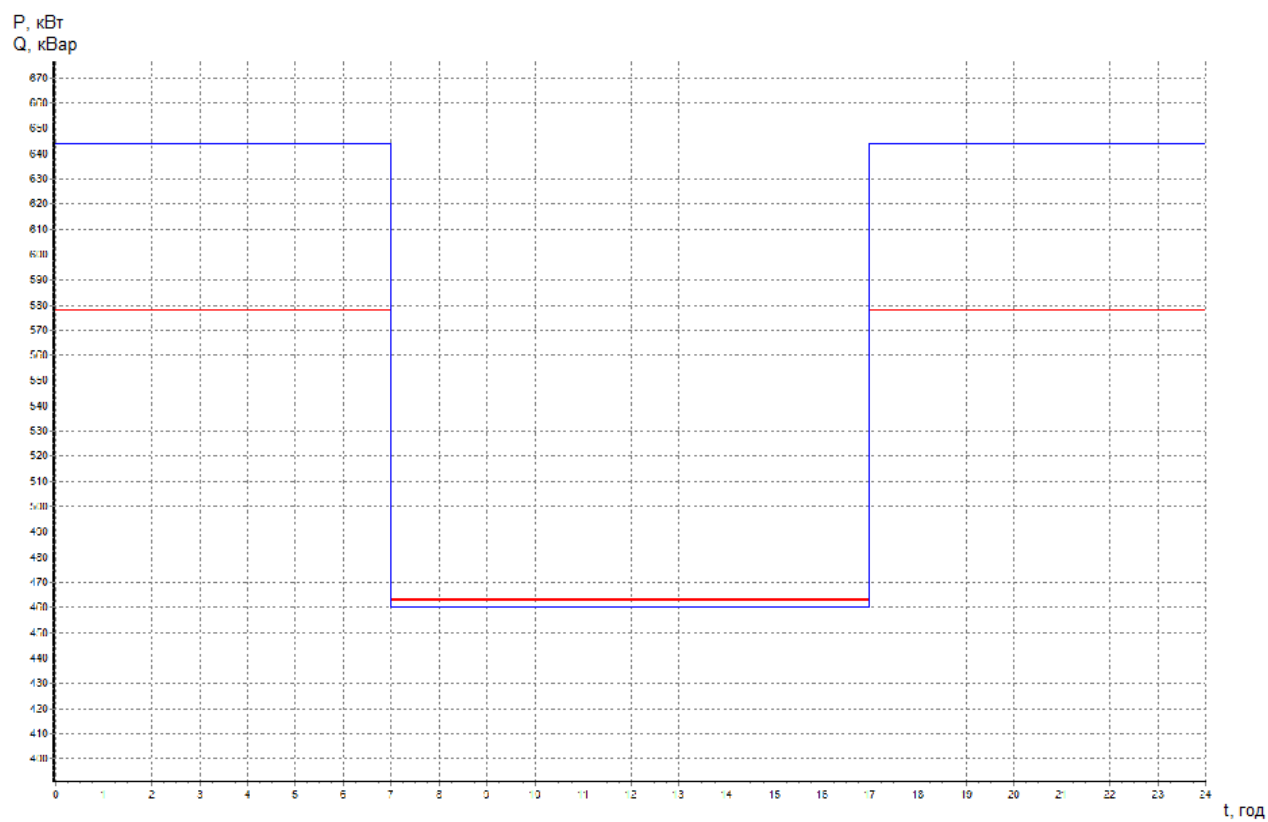


Рис.2.3. Графік літнього вихідного дня

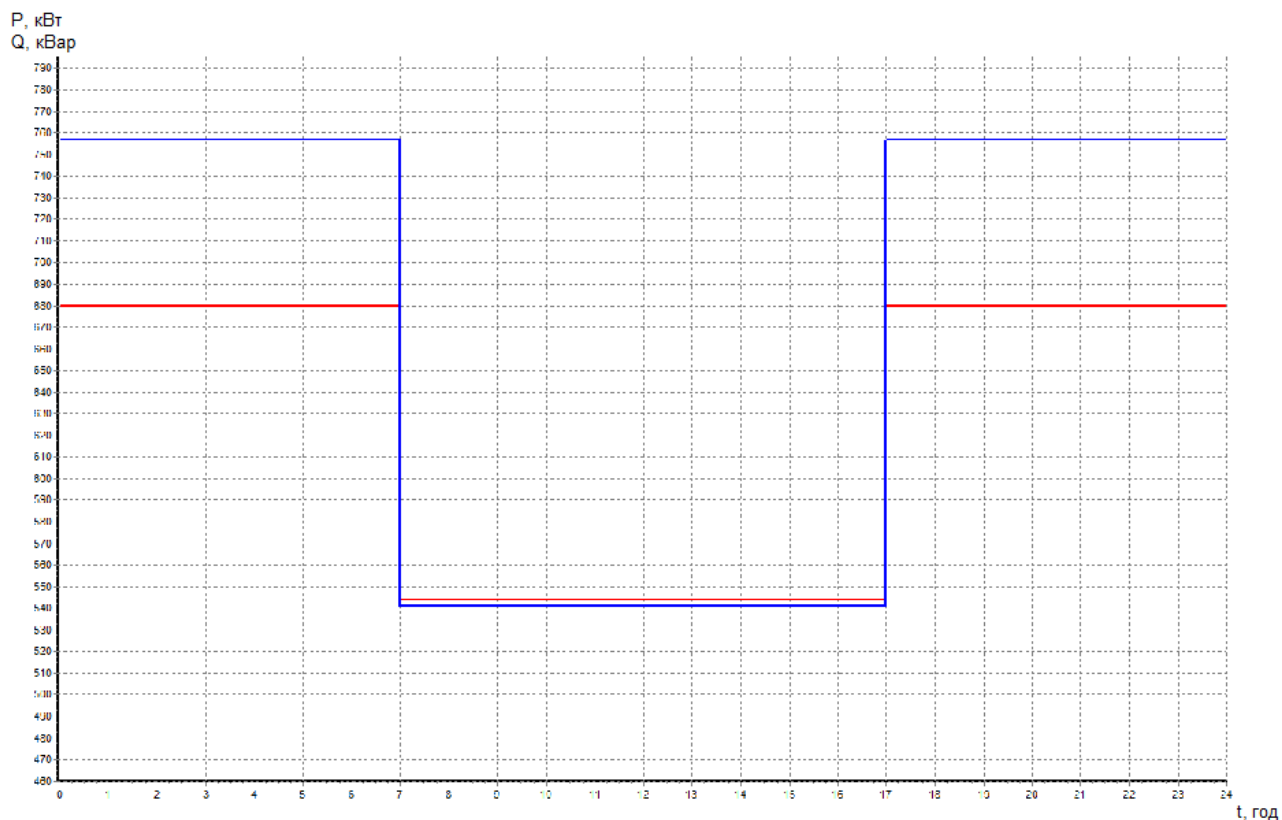


Рис.2.4. Графік зимового вихідного дня

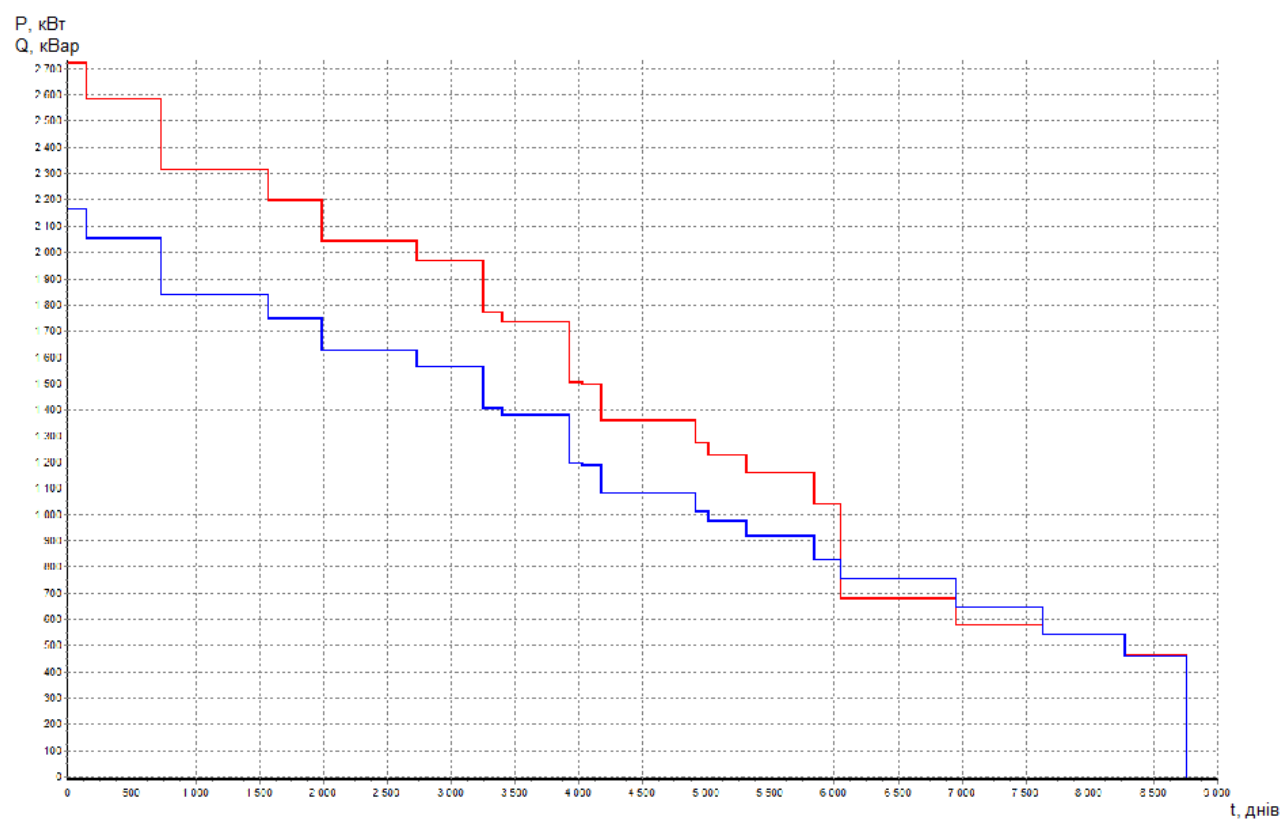


Рис.2.5. Річний графік за тривалістю

3. РОЗРОБКА КАРТОГРАМИ СПОЖИВАННЯ ТА ОБҐРУНТУВАННЯ ЛОКАЦІЇ ЦЕНТРАЛЬНОГО РОЗПОДІЛЬНОГО ПУНКТУ

Щоб знайти оптимальну точку для монтажу центрального розподільчого пункту (ЦРП), генеральний план об'єкта доповнюється специфічною графічною схемою — картограмою електричних навантажень. Вона візуалізується як набір кіл, розміщених на кресленні підприємства, де площа кожної фігури строго пропорційна розрахунковій потужності відповідного підрозділу згідно з обраним масштабним коефіцієнтом.

Використовуючи фізичну аналогію з визначенням центру мас системи, теоретичні координати центру електричних навантажень (X , Y) обчислюються за відомими формулами

$$X = \frac{\sum P_i \cdot x_i}{\sum P_i}$$

$$Y = \frac{\sum P_i \cdot y_i}{\sum P_i}$$

де x_i та y_i представляють просторові координати розташування кожного окремого підрозділу на плані.

Внаслідок проведених обчислень були отримані теоретичні значення ідеального центру навантажень: по осі абсцис — 6,9 см, по осі ординат — 7,2 см. Проте, зважаючи на архітектурні та конструктивні особливості забудови території, а також задля мінімізації втрат від перетоків потужності, фактичну позицію ЦРП було скориговано. Остаточне її розташування на генеральному плані прийнято в точці з координатами $X = 5,8$ см та $Y = 5,0$ см.

Окрім силового устаткування, на колах також графічно відображається частка освітлення. Вона показана як виділений сектор, кут якого α розраховується так, щоб площа цього сегмента пропорційно відповідала потужності освітлювальних приладів. Математично цей кут знаходиться як відношення освітлювальної потужності до загальної:

$$\alpha = \frac{P_{\text{осв}} \cdot 360^\circ}{P_\Sigma}$$

						Арх.
						22
Змн.	Арх.	№ докум.	Підпис	Дата		

Розглянемо приклад побудови картограми для головного виробничого цеху. Задавшись масштабом площі $m = 0,2 \text{ кВт/мм}^2$, знаходимо загальний радіус кола, котре охоплює як силові агрегати, так і мережу освітлення

$$R = \sqrt{\frac{P_{\Sigma}}{\pi \cdot m}}$$

Процедура обчислення геометричних параметрів картограми для решти структурних одиниць підприємства є повністю ідентичною, а підсумкові цифри систематизовані та подані у таблиці 3.1.

						Арх.
						23
Змн.	Арх.	№ докум.	Підпис	Дата		

Таблиця 3.1. Дані для побудови картограми електричних навантажень та розрахунку умовного центру електричних навантажень.

№ по плану	Найменування	$P^{0,4}$ сил, кВт	$P_{росв}$, кВт	P_p , кВт	m	R , мм	α	x , м	y , м	$P \cdot x$, кВт м	$P \cdot y$, кВт м
1	Головний виробничий цех	1236,4	45,00	1281,42	0,2	45,16	12,64	165	425	211433,62	544601,76
2	Їдальня	385,9	53,35	439,22	0,2	26,44	43,73	430	260	188863,92	114196,79
3	Адміністративно-побутовий корпус	176,0	10,37	186,33	0,2	17,22	20,03	350	75	65215,74	13974,80
4	Транспортний цех та ремонтно-механічна майстерня	96,1	21,47	117,56	0,2	13,68	65,75	140	200	16458,56	23512,23
5	Експедиція та склад готової продукції	116,5	18,92	135,42	0,2	14,68	50,30	660	175	89380,31	23699,33
6	Теплотехнічний цех	509,1	15,55	524,62	0,2	28,90	10,67	655	435	343623,47	228207,95
7	Склад безтарного зберігання борошна та сировини	165,8	17,82	183,64	0,2	17,10	34,94	430	455	78966,39	83557,46
				2868,21						993942,03	1031750,32

$X_0 = 346,54$
 $6,93$

$Y_0 = 359,72$
 $7,19$

4. ВИБІР НАПРУГИ ТА РОЗРОБКА КОНФІГУРАЦІЇ ЗОВНІШНЬОЇ МЕРЕЖІ ЕЛЕКТРОПОСТАЧАННЯ

Як головне джерело живлення для розробленого хлібопекарського комплексу (повна розрахункова потужність якого становить $S_p = 3476,99$ кВА) розглядається районна енергосистемна підстанція, укомплектована двома силовими трансформаторами марки ТМН 4000/35/10 кВ. Географічна віддаленість проектного об'єкта від точки підключення становить $L = 3,9$ км.

Враховуючи просторове розміщення автоматизованого хлібокомплексу відносно живильного центру, доцільно розглянути та техніко-економічно порівняти два альтернативні сценарії побудови зовнішньої мережі.

Аналіз варіанту I (напруга 35 кВ). Згідно з першим підходом, транзит електроенергії пропонується реалізувати за допомогою дволанцюгової повітряної лінії (ПЛ) напругою 35 кВ. При цьому безпосередньо на промисловій площадці підприємства необхідно звести власну знижувальну підстанцію 35/10 кВ. Протяжність траси від системи до об'єкта дорівнює 3,9 км.

Обчислюємо розрахункове значення струму, що протікатиме в лінії, А:

$$I_p = \alpha_i \alpha_T I_5 = 1,05 \cdot 1 \cdot 28,68 = 30,11$$
$$\text{де } I_5 = I_{\max} = \frac{S_p}{\sqrt{3} \cdot n \cdot U_{\text{ном}}} = \frac{3476,99}{\sqrt{3} \cdot 2 \cdot 35} = 28,68$$

Для монтажу на залізобетонних опорах приймаємо сталевалюмінієвий провід марки АС 120/19, тривало допустиме струмове навантаження для якого становить $I_{\text{доп}} = 380$ А.

Перевірка на умови виникнення корони для мереж 35 кВ не є обов'язковою. Здійснюємо перевірку обраного провідника на нагрів у післяаварійному режимі роботи:

$$I_{\text{ав}} = 2 \cdot I_p = 2 \cdot 30,14 = 60,28 \text{ А}$$

Оскільки $60,28 \text{ А} < 380 \text{ А}$, переріз проводу АС 120/19 повністю задовольняє теплові критерії.

Ступінь завантаженості ПЛ за нормальних умов експлуатації:

						Арх.
						25
Змн.	Арх.	№ докум.	Підпис	Дата		

$$K_3 = \frac{30,14}{380} = 0,08$$

Питомі втрати потужності становлять $P_{л0} = 140$ кВт/км.

Комплектація підстанції: беручи до уваги, що приймачів I та II категорій надійності сягає 80%, встановлюємо два силові агрегати типу ТМН 2500/35:

$$S_{P.T.} = \frac{S_{\max} \cdot K_{1,2}}{1,4(n-1)} = \frac{3,47699 \cdot 0,8}{1,4 \cdot (2-1)} = 2$$

Технічні специфікації обраних трансформаторів: $U_{вн} = 35$ кВ; $U_{нн} = 11$ кВ; $\Delta P_k = 23,5$ кВт; $\Delta P_x = 5,1$ кВт; $U_k = 6,5$ %; $I_x = 1,1$ %. Їхній робочий коефіцієнт завантаження дорівнює

$$K_3 = \frac{S_{\max}}{n \cdot S_{ном}} = \frac{3,477}{2 \cdot 2,5} = 0,7$$

Економічні показники варіанту I:

$$\Delta P_{\Sigma} = \Delta P_{1км} l_{\Sigma} K_3^2 = 140 \cdot 7,8 \cdot 0,0064 = 6,99 \text{ кВт}$$

$$\Delta W_{\Sigma} = \Delta P_{\Sigma} \tau = 6,99 \cdot 3165,63 = 22127,75 \text{ кВт·год.}$$

$$\Delta W = n(\Delta P_x t + \Delta P_k K_3^2 \tau) = 2(5,1 \cdot 8760 + 23,5 \cdot 0,48 \cdot 3165,63) = 161301,02 \text{ кВт·год.}$$

$$\Delta W_{\Sigma} = \Delta W_{\Sigma} + \Delta W_m = 22127,75 + 161301,02 = 183428,77 \text{ кВт·год.}$$

$$C_{\text{втр}} = \Delta W_{\Sigma} C_0 = 183428,77 \cdot 8,65 \cdot 0,001 = 1586,66 \text{ тис.грн.}$$

Розрахунок капітальних вкладень

Таблиця 4.1. Розрахунок капітальних вкладень

№ вар.	Назва елемента схеми	Одиниця	Кількість	Вартість	Всього
1	ЛЕП 35 кВ на з/б опорах	км	3,9	316,725	1235,228
	ВРП 35 кВ	шт.	1	340	340
	2 х ТМН-2500/35	шт.	2	2100	4200
Всього					5775,228

Розрахунок поточних витрат

Таблиця 4.2. Розрахунок поточних витрат

№ вар	Назва елемента схеми	К _ж , тис.грн.	Р _{аж} , %	С _{аж} , тис.грн.	Р _{эж} , %	С _{эж} , тис.грн.	С _ж , тис.грн.
1	ЛЕП 35 кВ на з/б опорах	1235,23	5	61,7614	5	61,7614	123,523
	ВРП 35 кВ	340	15	51	5	17	68
	2 х ТМН-2500/35	4200	15	630	5	210	840
Всього							1031,52

Очікуваний збиток від аварійного недовідпуску електроенергії, тис.грн.:

$$Y = Y_0 P_{cp} T_a = 420 \cdot 1,48 \cdot 0,02584 = 16,06$$

Зведені витрати для варіанту, тис.грн.:

$$|Z_i = E_n K_i + C_i + C_{exp,i} + Y_i = 0,12 \cdot 5775,2275 + 1031,52275 + 1586,66 + 16,06 = 3327,3$$

Аналіз варіанту II (напруга 10 кВ). Альтернативний метод передбачає передачу потужності підземними кабельними лініями (КЛ) напругою 10 кВ, прокладеними у земляній траншеї на відстань 3,9 км. Замість повноцінної підстанції на території підприємства будується центральний розподільчий пункт (ЦРП-10 кВ). Вибір перерізу кабелю:

$$I_{max} = \frac{S_p}{\sqrt{3} \cdot U_{ном}} = \frac{3477}{\sqrt{3} \cdot 10} = 200,74 \text{ А}$$

Враховуючи час використання максимуму навантаження $T_m \leq 5000$ год, нормативне значення економічної густини струму становить $j_{ек} = 1,4 \text{ А/мм}^2$

$$F_{ек} = \frac{I_p}{j_{ек}} = \frac{200,74}{1,4} = 143,39 \text{ мм}^2$$

Відповідно до розрахунків, оптимальним є використання двох паралельних кабелів марки АСБУ (3х120), які здатні пропускати струм $I_{доп} = 240 \text{ А}$. Теплова перевірка кабельної траси на післяаварійний режим:

$$I_p = 100,37 \text{ А} \leq K_n I_{доп} = 0,92 \cdot 240 = 220,8 \text{ А}$$

$$I_{p.ав} = 2I_p = 2 \cdot 100,37 = 200,74 \text{ А} \leq K_{ан} K_n I_{доп} = 1,25 \cdot 1 \cdot 240 = 300 \text{ А}$$

Умова виконується успішно.

						Арх.
Змн.	Арх.	№ докум.	Підпис	Дата		27

Коефіцієнт завантаження кабельної лінії в нормальному режимі:

$$K_3 = \frac{I_p}{I_{дон}} = \frac{100,4}{240} = 0,42$$

Економічні показники варіанту II:

$$\Delta P_{кл} = \Delta P_{1км} l_{\Sigma} K_3^2 = 54 \cdot 7,8 \cdot 0,1764 = 74,3 \text{ кВт}$$

$$\Delta W_{л} = \Delta P_{л} \tau = 74,3 \cdot 3165,63 = 235206,31 \text{ кВт·год.}$$

$$C_{стр} = \Delta W_{\Sigma} C_0 = 235206,31 \cdot 10,23 \cdot 0,001 = 2406,16 \text{ тис.грн.}$$

Розрахунок капітальних вкладень

Таблиця 4.3. Розрахунок капітальних вкладень

№ вар.	Назва елемента схеми	Оди- ниця	Кількість	Вартість	Всього
2	КЛ 10 кВ	км	7,8	142,675	1112,865
	Траншея	км.	3,9	180,16	702,624
	Шафи КРП серії КУ-10	шт.	2	197	394
Всього					2209,489

Розрахунок поточних витрат

Таблиця 4.4. Розрахунок поточних витрат

№ вар	Назва елемента схеми	K _j , тис.грн.	P _{aj} , %	C _{aj} , тис.грн.	P _{эj} , %	C _{aj} , тис.грн.	C _j , тис.грн.
2	КЛ 10 кВ	1112,87	5	55,64325	5	55,6433	111,287
	Траншея	702,624	5	35,1312	5	35,1312	70,2624
	Шафи КРП серії КУ-10	394	15	59,1	5	19,7	78,8
Всього							260,349

$$Y = Y_0 P_{cp} T_a = 420 \cdot 1,48 \cdot 0,01601 = 9,95 \text{ тис.грн.}$$

Зведені витрати, тис.грн.:

$$Z_i = E_n K_i + C_i + C_{стр.i} + Y_i = 0,12 \cdot 2209,489 + 260,3489 + 2406,16 + 9,95 = 2941,59$$

Для фінального зіставлення було обчислено комплексні показники обох схем, включно із потенційними фінансовими збитками від можливого недопостачання енергії підприємству.

Детальний аналіз підтверджує, що найбільш раціональним способом електропостачання хлібопекарського комплексу є другий варіант —напругою 10 кВ за допомогою двох кабельних ліній АСБУ (3х120) та облаштування ЦРП 10 кВ. Це рішення є економічно вигіднішим. Зведені результати порівняння деталізовано у таблиці 4.5.

Таблиця 4.5. Техніко-економічні показники розглянутих варіантів

№ з/п	Найменування показника	Одиниця виміру	Варіант I (35 кВ)	Варіант II (10 кВ)
1	Капітальні вкладення	тис. грн	5775,22	2209,48
2	Амортизаційні та експлуатаційні відрахування	тис. грн	1031,52	260,34
3	Вартість втрат електроенергії	тис. грн	1586,66	2406,16
4	Прогнозований збиток від перерв живлення	тис. грн	16,06	9,95
5	Підсумкові приведені витрати	тис. грн	3327,27	2941,59

5. КОМПЕНСАЦІЯ РЕАКТИВНОЇ ПОТУЖНОСТІ НА ХЛІБОПЕКАРСЬКОМУ КОМПЛЕКСІ

5.1. Забезпечення балансу реактивної потужності та вибір компенсуючих пристроїв

З розділу 2, таблиці 2.3:

$$P_n = \sum P_{ТП} = 2691,62 \text{ кВт} \quad Q_n = \sum Q_{ТП} = 1998,17 \text{ кВАр}$$

$$\Delta P_m = \sum \Delta P_{ТП} = 30,27 \text{ кВт} \quad \Delta Q_m = \sum \Delta Q_{ТП} = 165,34 \text{ кВАр}$$

$$P_p = P_n + \Delta P_m + P_e = 2691,62 + 30,27 + 0 = 2721,89 \text{ кВт}$$

$$Q_p = Q_n + \Delta Q_m + Q_e = 1998,17 + 165,34 + 0 = 2163,51 \text{ кВАр}$$

Реактивна потужність (РП), що споживається від системи:

$$Q_e = P_p \cdot \operatorname{tg} \varphi_c = 2721,89 \cdot 0,15 = 408,28 \text{ кВАр}$$

Потужність компенсуючих пристроїв:

$$Q_{КП} = Q_p - Q_e = 2163,51 - 408,28 = 1755,23 \text{ кВАр}$$

Мінімальна кількість трансформаторів:

$$N_0 = \frac{P_n}{\beta \cdot S_{ном}} = \frac{2691,62}{0,7 \cdot 1000} = 3,85 \approx 4 \text{ шт.}$$

Варіанти компенсації при кількості трансформаторів $N = N_0$, $N = N_0 + 1$, $N = N_0 + 2$.

Варіант №1. $N = N_0 = 4 \text{ шт.}$

Реактивна потужність, що може бути передана із мережі 10 кВ в мережу 0,4 кВ:

$$Q_1 = \sqrt{(N \cdot \beta \cdot S_{ном})^2 - (P_n + \Delta P_m)^2} = \sqrt{(4 \cdot 0,7 \cdot 1000)^2 - 2721,89^2} = 656,75 \text{ кВАр}$$

Потужність ПК, що встановлюються в мережі до 1000В, визначається із умови балансу РП на шинах ТП:

$$Q_{КН} = (Q_n + \Delta Q_m) - Q_1 = 2163,51 - 656,75 = 1506,76 \text{ кВАр}$$

						Арх.
						30
Змн.	Арх.	№ докум.	Підпис	Дата		

Потужність КП, що встановлюються в мережі 10 кВ:

$$Q_{KB} = Q_{KP} - Q_{KH} = 1755,23 - 1506,76 = 248,47 \text{ кВАр}$$

Розрахунок варіантів $N = N_0 + 1$, $N = N_0 + 2$ аналогічний і зведений в таблицю 5.1.

Таблиця 5.1. Розрахунок потужності КП

№ вар.	Кількість тр-рів та ТП	Q_1 , квар	Q_{KH} , квар	Q_{KB} , квар
1	4	656,75	1506,76	248,47
2	5	2200,3	0	1755,23
3	6	3198,64	0	1755,23

5.2. Вибір установок КРП для мереж підприємства

На прикладі ТП-1 розрахунок потужності БК на шинах 0,4 кВ.

$$P_{HH}=1399,99 \text{ кВт}; \quad Q_{HH}=1086,55 \text{ квар}; \quad S_{НОМ}=1000 \text{ кВА};$$

$$N_T=2 \quad K_3=0,7$$

$$Q_1 = \sqrt{(2 \cdot 0,7 \cdot 1000)^2 - 1399,99^2} = 5,29 \text{ квар}$$

$$Q_{KP} = Q_{HH} - Q_1 = 1086,55 - 5,29 = 1081,26 \text{ квар}$$

На ТП-1 до встановлення приймаються 2хКРМ-0,4-60 + 4хКРМ-0,4-200 ($\Sigma_{БК} = 920$ квар). Аналогічно розраховується потужність БК для інших ТП. Результати приведені в додатку Б.

Варіант 1. N = 4 шт.

Втрати:

$$\Delta P_{KH} = P_{ПІТ}^{KH} \cdot Q_{KH} = 0,0045 \cdot 1770 = 7,97 \text{ кВт}$$

$$\Delta P_{ПІ} = \frac{P_{HH}^2 + Q_1^2}{U_H^2} R_T \cdot 10^{-3} = \frac{2691,62^2 + 656,75^2}{10^2} \cdot 0,28 \cdot 0,001 = 21,49 \text{ кВт}$$

де

$$R_{екв} = \frac{\Delta P_K \cdot U_{ном}^2}{N \cdot S_{ном}^2} \cdot 10^3 = \frac{11 \cdot 10^2}{4 \cdot 1000^2} \cdot 1000 = 0,28 \text{ Ом}$$

Вартість КП:

$$K_{KH} = \sum_{i=1}^n N_{KH i} \cdot K_{KH i} = \\ = 2 \cdot 11,39 + 1 \cdot 16,49 + 5 \cdot 23,8 + 2 \cdot 26,9 = 212,07 \text{ тис.грн.}$$

На стороні 10 кВ вартість КП:

$$K_{KB} = \sum_{i=1}^n N_{KB i} \cdot K_{KB i} = 2 \cdot 32,36 = 64,72 \text{ тис.грн.}$$

Вартість КТП:

$$K_{КТП} = N_{КТП(2)} \cdot K_{КТП(2)} + N_{КТП(1)} \cdot K_{КТП(1)} = \\ = 1 \cdot 1276 + 2 \cdot 675 = 2626 \text{ тис.грн.}$$

Витрати на КРП:

$$З = E_H (K_{KH} + K_{KB} + K_{КТП}) + C_0 \tau (\Delta P_{KH} + \Delta P_{KB} + \Delta P_{ПІ}) = \\ = 0,12 \cdot (212,07 + 0 + 2626) + 10,23 \cdot 3165,63 \cdot (7,97 + 0 + 21,49) \cdot 10^{-3} = \\ = 1294,61 \text{ тис.грн.}$$

Розрахунок варіантів два та три виконуємо аналогічно і зводимо до таблиці 5.2.

						Арх.
Змн.	Арх.	№ докум.	Підпис	Дата		32

Таблиця 5.2.

Розрахункові витрати на КРП

№ вар.	$Q_{\text{кн}},$ кВАр	$\Delta P_{\text{кн}},$ кВт	$Q_{\text{кв}},$ кВАр	$\Delta P_{\text{кв}},$ кВт	$N_{\text{тр}},$ шт.	$R_{\text{екв}},$ Ом	$S_{\text{пр}}, \text{кВА}$	$\Delta P_{\text{тп}},$ кВт	$K_{\text{кн}},$ тис. грн.	$K_{\text{кв}},$ тис. грн.	$K_{\text{кпп}},$ тис. грн.	$З,$ тис. грн.
1	1770	7,97	0	0	4	0,28	2770,58	21,49	212,07	0	2626	1295
2	870	3,92	900	2,7	5	0,22	3476,51	26,59	110,67	73,32	3227	1485
3	520	2,34	900	2,7	6	0,18	4180,44	31,46	70,38	73,32	3828	1659

В додатку Б (таблиця Б.4) наведені результати розрахунку навантаження хлібокомплексу вище 1000 В з урахуванням стандартних БК.

Отриманий $\text{tg}\varphi_{\text{р}} = 0,145$ при вибраних БК на 0,4 кВ забезпечує баланс РП в системі електропостачання підприємства.

6. ВИБІР КІЛЬКОСТІ ТА ПОТУЖНОСТІ ЦЕХОВИХ ТРАНСФОРМАТОРІВ

Проектування системи електропостачання промислового підприємства передбачає раціональний вибір кількості, типу та номінальної потужності силових трансформаторів. Цей процес базується на аналізі розрахункових навантажень, вимог до надійності електропостачання різних категорій споживачів, питомої густини навантаження, умов навколишнього середовища та архітектурно-планувальних рішень. На виробничих підприємствах найчастіше експлуатуються одно- та двотрансформаторні підстанції.

Критерії вибору конфігурації підстанцій:

- однострансформаторні підстанції є найбільш економічно обґрунтованим рішенням. Вони проектуються переважно для живлення споживачів II та III категорій надійності. Їх допускається використовувати для приймачів I категорії (якщо їхня частка не перевищує 15-20% від загальної потужності), але за умов організації резервування на стороні нижчої напруги за допомогою перемичок із пристроями АВР;
- двотрансформаторні підстанції є обов'язковими в енергоємних цехах із високою питомою густиною навантажень, а також там, де переважають споживачі I та II категорій, для яких перерва в живленні загрожує безпеці людей або призводить до зриву технологічного процесу.

Методика вибору номінальної потужності: оптимізація кількості та потужності трансформаторів (зі стандартного ряду 630, 1000, 1600, 2500 кВА) тісно пов'язана із вибором установок компенсації реактивної потужності. Основним розрахунковим критерієм є оптимальний коефіцієнт завантаження (K_z):

- для двотрансформаторних підстанцій (із навантаженнями I категорії) приймається в межах 0,65–0,7;
- для однострансформаторних підстанцій становить 0,7–0,8 (для II категорії) або 0,9–0,95 (для III категорії).

						Арх.
						34
Змн.	Арх.	№ докум.	Підпис	Дата		

Додатково обрана потужність ($S_{ном}$) перевіряється на стійкість до допустимих перевантажень:

- Умова систематичного перевантаження: $S_{ном} \geq \frac{S_p}{K_1}$
- Умова аварійного перевантаження: $S_{ном} \geq \frac{S_p}{K_2}$

Враховуючи двозмінний графік роботи підприємства, коефіцієнт систематичного перевантаження приймається $K_1 = 1,08$. Коефіцієнт допустимого аварійного перевантаження (за умови тривалості режиму від 8 до 24 годин) становить $K_2 = 1,4$.

Спираючись на наведені критерії, для розподілу електроенергії на об'єкті обрано комплектні трансформаторні підстанції (КТП-10/0,4 кВ) вбудованого типу. Результати перевірки та обрані моделі трансформаторів зведено до таблиці 6.1.

Таблиця 6.1. Вибір трансформаторних підстанцій

№ ТП	К-ть, шт.	$S_{роз}$, кВА	Марка	K_3	$S_{ном} \geq K_1 S_p$	$S_{ном} \geq K_2 S_p$	Тип КТП
КТП1	2	1409,93	ТМЗ 1000/10	0,69	1306,63	1007,97	вбудов.
КТП2	1	743,17	ТМЗ 1000/10	0,74	692,97	534,58	вбудов.
КТП3	1	727,91	ТМЗ 1000/10	0,7	664,65	512,73	вбудов.

7. СТРУМИ КОРОТКОГО ЗАМИКАННЯ ТА ВИБІР ЕЛЕКТРООБЛАДНАННЯ ЦРП

Аналіз режимів короткого замикання (КЗ) є фундаментальним етапом інженерного проектування систем розподілу енергії. Отримані параметри дозволяють об'єктивно оцінити руйнівні термічні та електродинамічні фактори аномальних режимів, що є головним критерієм підбору комутаційних апаратів, захисних систем, кабельних ліній та шинопроводів.

7.1. Розрахунок струмів короткого замикання в мережі 10 кВ

Обчислення параметрів трифазного КЗ виконано для системи електропостачання проектного автоматизованого хлібопекарського комплексу. Базовими вихідними даними є топологія схеми зовнішнього живлення, а також заданий рівень початкового періодичного струму КЗ на шинах 10 кВ базової підстанції І «Павлиш», який становить $I''_c = 3,5$ кА.

Перед початком математичного аналізу розробляється розрахункова інженерна схема із чітким маркуванням характерних точок можливих пошкоджень (рис. 7.1). На її основі формується схема заміщення, де всі ключові елементи (живильна мережа та лінії зв'язку) представлені у вигляді активних та реактивних опорів (рис. 7.2).

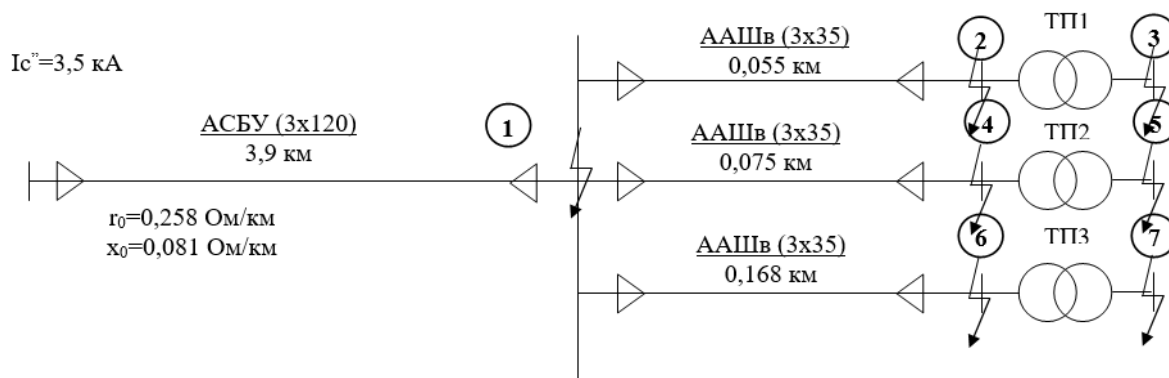


Рис.7.1 Розрахункова схема

						Арх.
						36
Змн.	Арх.	№ докум.	Підпис	Дата		

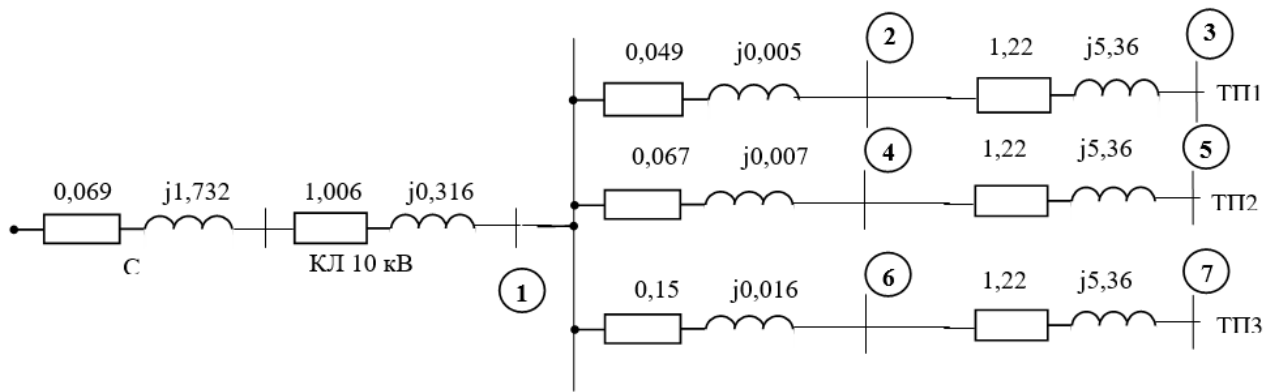


Рис. 7.2 Схема заміщення

Обчислення параметрів опорів схеми заміщення

$$X_c = \frac{U_{cp}}{\sqrt{3} \cdot I_c''} = \frac{10,5}{\sqrt{3} \cdot 3,5} = 1,732 \text{ Ом}$$

$$R_c = \frac{X_c}{25} = \frac{1,732}{25} = 0,069 \text{ Ом}$$

КЛ п/ст I -ЦРП

$$r_0 = 0,258 \text{ Ом/км}, x_0 = 0,081 \text{ Ом/км}$$

$$R_{\text{Л}} = 0,258 \cdot 3,9 = 1,006 \text{ Ом}$$

$$X_{\text{Л}} = 0,081 \cdot 3,9 = 0,316 \text{ Ом}$$

K_1 :

$$R_{K1} = R_c + R_{\text{КЛ}} = 0,069 + 1,006 = 1,075 \text{ Ом}$$

$$X_{K1} = X_c + X_{\text{КЛ}} = 1,732 + 0,316 = 2,048 \text{ Ом}$$

Визначення струмів КЗ у точці К1

Повний еквівалентний опір у точці К1 становить:

$$Z_{K1} = \sqrt{R_{K1}^2 + X_{K1}^2} = \sqrt{1,075^2 + 2,048^2} \approx 2,313 \text{ Ом}$$

Значення початкового періодичного струму трифазного КЗ на шинах 10 кВ

ЦРП:

$$I_{K1}'' = \frac{U_{\text{сер}}}{\sqrt{3} \cdot Z_{K1}} = \frac{10,5}{\sqrt{3} \cdot 2,313} \approx 2,62 \text{ кА}$$

$$T_a = \frac{X_{K1}}{\omega \cdot R_{K1}} = \frac{2,048}{314 \cdot 1,075} = 0,006 \text{ с}$$

Ударний струм в точці К₁

$$i_y = \sqrt{2} \cdot 2,62 \cdot (1 + e^{-0,01/0,006}) = 4,405 \text{ кА}$$

Перевірка кабельних ліній за критерієм термічної стійкості.

Загальний час відключення аварійного режиму складається з тривалості дії релейного захисту, власного часу спрацьовування вимикача та нормативного запасу:

$$t_{\text{отк}} = t_{\text{р.з}} + t_{\text{о.в}} + \Delta t = 0,1 + 0,065 + 1,2 = 1,365 \text{ с}$$

Величина теплового імпульсу становить:

$$B_{\text{к}} = (I''_{\text{к1}})^2 \cdot (t_{\text{отк}} + T_{\text{а}}) = 2,62^2 \cdot (1,365 + 0,006) = 9,411 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$$

Мінімально допустимий за умовою термічної стійкості переріз провідників із алюмінієвими жилами дорівнює:

$$F_{\text{MIN}} = \frac{\sqrt{9,411 \cdot 10^3}}{94} = 32,63 \text{ мм}^2$$

Згідно з отриманим значенням, мінімальним варіантом, що задовольняє теплову тривкість під час аварійних струмів КЗ, є кабель марки ААШв (3х35) із довготривалим струмовим лімітом І_{доп} = 115 А.

Вибір кабелів хлібокомплексу приведений в додатку В.

7.2. Вибір та інженерна перевірка високовольтного обладнання

У межах даного розділу здійснюється підбір комутаційних, захисних та вимірювальних апаратів для комплектних розподільчих пристроїв підприємства. Для забезпечення максимальної експлуатаційної надійності перевага надається сучасному вакуумному обладнанню з високим комутаційним ресурсом.

Вибір вакуумних вимикачів. Для встановлення в комірках КРП на шинях 10 кВ обрано сучасний вакуумний вимикач типу **ВР1-20/630**. Результати порівняння параметрів мережі із заводськими характеристиками апарата наведено в таблиці 7.1.

						Арх.
						38
Змн.	Арх.	№ докум.	Підпис	Дата		

Таблиця 7.1. Перевірочна матриця для вакуумного вимикача ВР1-20/630

№	Критерій перевірки	Розрахункові параметри мережі	Паспортні дані апарата	Висновок
1	Номінальна напруга	$U_{уст}=10 \text{ кВ}$	$U_{ном}=10 \text{ кВ}$	Відповідає
2	Максимальний тривалий струм	$I_{раб.макс}=158,8 \text{ А}$	$I_{ном}=630 \text{ А}$	Відповідає
3	Струм вимкнення	$I_{нт}=2,62 \text{ кА}$	$I_{отк.ном}=20 \text{ кВ}$	Відповідає
4	Повна вимикальна здатність	$3,7 \text{ кА}$	$39,48 \text{ кА}$	Відповідає
5	Динамічна стійкість (амплітуда)	$i_y=3,7 \text{ кА}$	$i_{дин}=52 \text{ кА}$	Відповідає
6	Термічна стійкість (імпульс)	$В_k=9,41 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$I_{тер}^2 \cdot t_{тер}=1200 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	Відповідає

За всіма перевіреними технічними факторами вакуумний вимикач ВР1-20/630 повністю задовольняє умови роботи як на ввідних та секційних позиціях, так і на магістралях живлення цехових КТП.

Забезпечення живлення допоміжних систем (власні потреби). Стабільна робота систем релейного захисту, автоматики, телемеханіки та контурів керування безпосередньо залежить від надійності мережі власних потреб (ВП) підстанції. Зведений баланс допоміжних навантажень РП наведено в таблиці 7.2. Таблиця 7.2. Специфікація навантажень власних потреб розподільчого пристрою

№	Найменування групи споживачів	К-ть	Активна потужність, кВт	Реактивна потужність, квар
1	Кліматичні системи, обігрів та внутрішнє освітлення	1	6,5	—
2	Периметральне та зовнішнє освітлення території	1	4,5	—
3	Оперативні кола, автоматика та телемеханіка	1	2	—
	Разом	-	13	—

Для забезпечення надійного електропостачання систем ВП за схемою явного взаємного резервування прийнято до встановлення два трансформатори власних потреб типу **ТМ-25/10**. Робочий коефіцієнт завантаження цих агрегатів у нормальному режимі є оптимальним і становить:

$$K_3 = \frac{P_{\text{НАВ}}}{S_{\text{НОМ}}} = \frac{13}{50} = 0,3$$

Вибір вимірювальних трансформаторів струму (ТС). Вимірювальні ТС підбираються окремо для головного вводу ЦРП та для відхідних ліній, що забезпечує роботу комерційних вузлів обліку та релейного захисту в регламентованому класі точності.

Трансформатори струму на ввідних комірках 10 кВ: встановлюються ТС опорного типу **ТЛК-10-300У3** ($I_{\text{ном}} = 300 \text{ А}$). Розрахункове сумарне навантаження фаз від підключених приладів (амперметр Е 377, ватметр/варметр Д-335, електронний лічильник НіК 2303 ART) становить $Z2_{\Sigma} = 1,2 \text{ ВА}$. Це значно менше за номінальну потужність вторинної обмотки апарата ($Z2_{\text{н}} = 0,4 \text{ Ом}$), що гарантує збереження класу точності 0,5. Усі умови стійкості до струмів КЗ (електродинамічна $3,7 \text{ кА} \leq 52 \text{ кА}$ та термічна $9,41 \leq 768 \text{ кА}^2\text{с}$) виконуються із значним інженерним запасом.

Трансформатори струму на відхідних фідерних лініях (до КТП1): застосовано трансформатори типу **ТЛК-10-100У3** ($I_{\text{ном}} = 100 \text{ А}$). Результати їхньої перевірки зафіксовано в таблиці 7.3.

Таблиця 7.3. Результати перевірки фідерних трансформаторів струму

№	Умова перевірки	Реальні параметри лінії	Паспортні дані ТС	Результат
1	Напруга системи	$U_{\text{уст}}=10 \text{ кВ}$	$U_{\text{ном}}=10 \text{ кВ}$	Задовольняє
2	Максимальний струм (форсований)	$I_{\text{роб.форс}}=81,4 \text{ А}$	$I_{\text{ном}}=100 \text{ А}$	Задовольняє
3	Динамічна стійкість під час КЗ	$i_{\text{уд}}=3,7 \text{ кА}$	$i_{\text{дин.ст}}=74,5 \text{ кА}$	Задовольняє
4	Термічний опір матеріалів	$В_{\text{к}}=9,41 \text{ кА}^2\cdot\text{с}$	$I_{\text{тн}}^2\cdot t_{\text{тн}}=66,84 \text{ кА}^2\cdot\text{с}$	Задовольняє
5	Опір вторинного кола приладів	$Z2=0,182 \text{ Ом}$	$Z2_{\text{ном}}=0,4 \text{ Ом}$	Задовольняє

Вибір вимірювальних трансформаторів напруги (ТН). Трансформатори напруги інтегруються на кожен окрему секцію збірних високовольтних шин 10 кВ КРП. Вони забезпечують потенціалом вимірювальні органи автоматики, вольтметри та системи комерційного обліку. Для коректної роботи мікропроцесорних лічильників комерційного типу клас точності ТН має бути щонайменше 0,5.

Для визначення оптимальної потужності ТН розраховується повне вторинне навантаження від підключених приладів контролю однієї секції шин (табл. 7.4).

Таблиця 7.4. Розрахунок параметрів вторинного навантаження ТН

№	Назва вимірювального приладу	Марка / Тип	К-ть	Активна потужність Р, Вт	Реактивна потужність Q, вар
1	Селективний вольтметр міжфазних напруг	Е 377	1	2	—
2	Багатофункціональний електронний лічильник	NiK 2303 ART	2	4	19,4
3	Усього на секцію	-	-	6	19,4

З урахуванням отриманих результатів, до встановлення приймається трифазний заземлюваний трансформатор напруги з антирезонансними властивостями типу **НАМИ-10**. Його номінальна потужність у сертифікованому класі точності 0,5 становить $S_{2ном} = 120 \text{ ВА}$.

Оскільки виконується обов'язкова нерівність $20,3 \text{ ВА} < 120 \text{ ВА}$, обраний трансформатор гарантовано працюватиме в заданому метрологічному класі точності без виникнення додаткових похибок. Для другої секції високовольтних шин розподільчого пристрою вибір обладнання є аналогічним.

8. ТЕХНІКО-ЕКОНОМІЧНЕ ОБҐРУНТУВАННЯ ТА ПРОЕКТУВАННЯ ОПТИМАЛЬНОЇ КОНФІГУРАЦІЇ РАЙОННОЇ МЕРЕЖІ ЕЛЕКТРОПОСТАЧАННЯ

8.1. Концептуальне формування варіантів мережі та вибір класу номінальної напруги

До складу проектованого енерговузла інтегровано шість трансформаторних підстанцій зі знижувальним ступенем 35/10 кВ. Зазначені об'єкти забезпечують централізоване живлення сільськогосподарських підприємств та модернізованих виробничих комплексів району. Зокрема, від шин низької напруги опорного вузла №1 (Павлиш) отримує живлення раніше розрахований автоматизований хлібопекарський комплекс. Головним живильним центром для всієї проектованої інфраструктури району визначено системну підстанцію — головну знижувальну підстанцію (ГЗП) «Кременчукгес» з каскадом напруг 150/35/10 кВ.

Під час розробки архітектури розподільної мережі ключовим питанням є раціональний вибір номінальної напруги ліній. Вихідні параметри навантажень на шинах 10 кВ для всіх розглядаємих підстанцій району систематизовано та наведено в таблиці 8.1.

Таблиця 8.1. Структура та параметри навантажень на шинах 10 кВ районних підстанцій

№ п/ст	Населений пункт / Вузол споживання	Активна потужність P, МВт	Реактивна потужність Q, Мвар	Повна потужність S, МВА
1	Павлиш (включно з хлібокомплексом)	6,84	3,59	7,72
2	Попівка	1,96	1,59	2,52
3	Млинок	2,91	2,47	3,82
4	Куцеволівка	1,86	1,44	2,35
5	Вишнівці	3,57	3,2	4,8
6	Центральна	3,1	2,68	4,1
	Разом у районі	20,24	14,97	25,18

Аналіз сумарної потужності споживання ($P_{\Sigma} = 20,24$ МВт, $S_{\Sigma} = 25,18$ МВА) свідчить, що для побудови ефективної міжсистемної мережі та мінімізації технологічних втрат оптимальним є застосування класу напруги 35 кВ. Для додаткової інженерної верифікації обраного класу напруги за критеріями довжини ділянок та потужності транзиту сформовано аналітичну матрицю (табл. 8.2).

Таблиця 8.2. Матриця перевірки класу номінальної напруги за ділянками мережі

Позначення лінії	Активна потужність на один ланцюг, МВт	Протяжність ділянки траси, км	Рекомендована напруга, кВ
Л1	6,78	16,6	35
Л2	3,37	7,2	35
Л3	2,39	14,5	35
Л4	0,93	12,2	35
Л5	1,79	10,7	35
Л6	3,1	14,4	35

Спираючись на географічне розміщення живильного центру ГЗП «Кременчукгес» відносно кінцевих споживачів району, до детального порівняння прийнято дві принципові схеми зовнішнього електропостачання:

1. Варіант I (Радіальна мережа, рис.8.1): передбачає спорудження тупикових та магістральних радіальних ліній. Задля забезпечення вимог надійності для споживачів I та II категорій всі магістралі (окрім фідерної лінії Л6) проектується дволанцюговими із підвіскою на спільних залізобетонних чи металевих опорах напругою 35 кВ, а підстанції комплектуються двома трансформаторами.

2. Варіант II (Замкнена мережа, рис.8.2): кільцева структура мережі. У цій конфігурації лише головна живильна лінія 35 кВ та ділянка Л4 до підстанції 4 виконуються у дволанцюговому варіанті, тоді як решта сполучних ліній між підстанціями є одноланцюговими, що дозволяє утворити замкнений контур із двостороннім живленням.

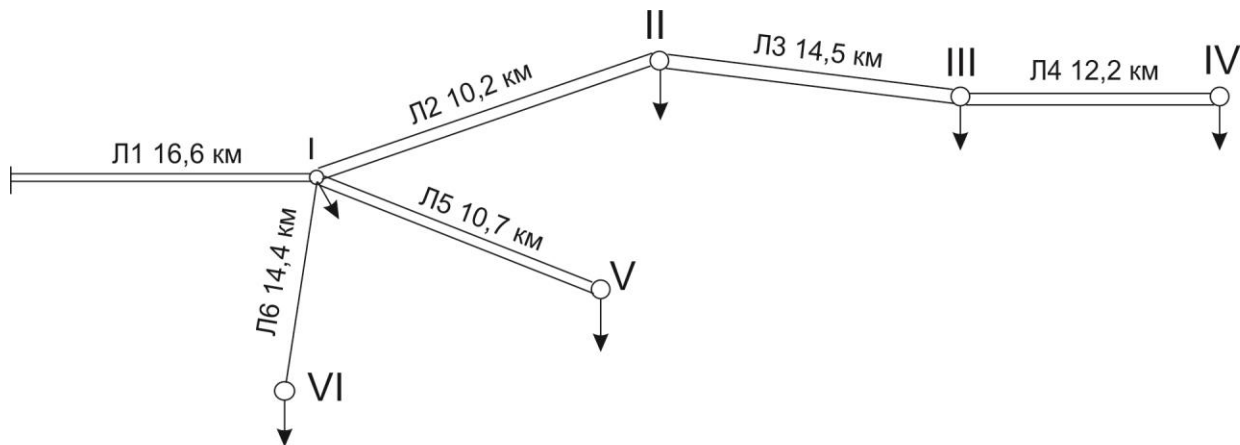


Рис.8.1. Радіальна схема мережі

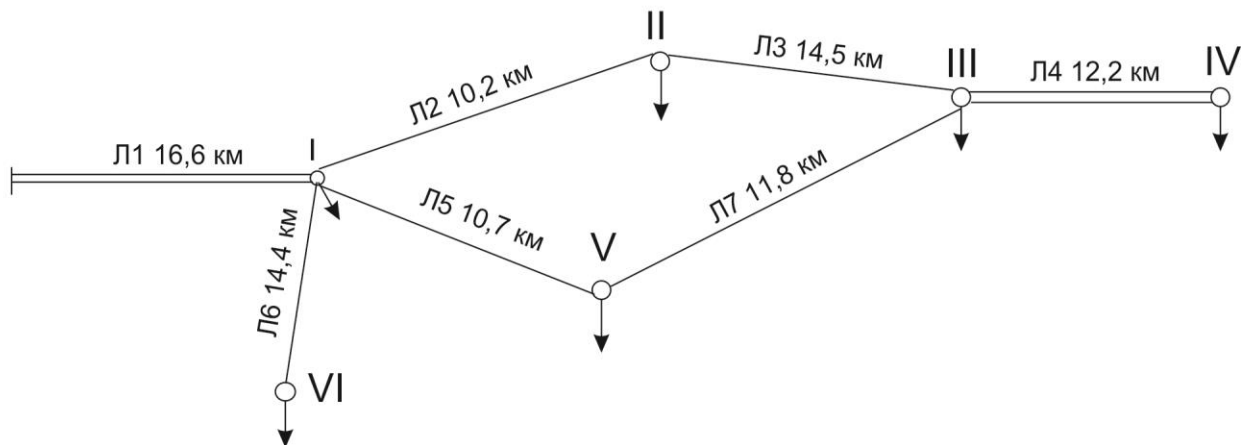


Рис.8.2. Замкнена схема мережі

8.2. Оцінка балансу потужностей та первинне проектування системи компенсації реактивної енергії

Мінімізація втрат напруги та потужності у розподільній мережі вимагає локального розвантаження ліній від перетоків реактивної енергії. Прийmemo, що початковий коефіцієнт реактивної потужності на шинах високої напруги підстанції «Павлиш» становить $\tan \varphi = 0,32$.

Сумарне інтегральне навантаження на шинах 35 кВ без урахування внутрішніх втрат у міді/сталі трансформаторів та провідниках ліній розраховується як сума комплексних потужностей вузлів:

						Арх.
Змн.	Арх.	№ докум.	Підпис	Дата		44

$$\dot{S}_{35\Sigma} = \sum P_i + j \sum Q_i = 20,24 + j14,97 \text{ МВА}$$

Обсяг реактивної потужності, який економічно доцільно транспортувати безпосередньо з енергосистеми:

$$Q_{\text{снст}} = P_{35\Sigma} \cdot \tan \varphi = 20,24 \cdot 0,32 = 6,48 \text{ Мвар}$$

Необхідна сумарна потужність компенсуючих пристроїв (конденсаторних батарей) для забезпечення балансу в районі:

$$Q_{\text{КБ.}\Sigma} = Q_{\Sigma} - Q_{\text{снст}} = 14,97 - 6,48 = 8,5 \text{ Мвар}$$

Для первинного розподілу конденсаторні установки розміщуються на шинах 10 кВ підстанцій. Потужність батарей вибирається пропорційно до величини споживання реактивного навантаження конкретного вузла. Первинний баланс наведено у таблиці 8.3.

Таблиця 8.3. Параметри потужностей вузлів з урахуванням первинної компенсації

№ п/ст	P, МВт	Q, Мвар	Обрана потужність БК Q _{БК} , Мвар	Залишкове навантаження Q-Q _{БК} , Мвар	Повна потужність S, МВА
1	6,84	3,59	2,7	0,89	6,9
2	1,96	1,59	0,9	0,69	2,08
3	2,91	2,47	0,9	1,57	3,31
4	1,86	1,44	0	1,44	2,35
5	3,57	3,2	1,8	1,4	3,84
6	3,1	2,68	2,25	0,43	3,13
Разом	20,24	14,97	8,55	6,42	21,24

8.3. Розрахунок параметрів заміщення та вибір потужності силових трансформаторів

Вибір силового трансформаторного обладнання здійснюється за аналогічною до попередніх розділів інженерною методикою. Враховуючи наявність споживачів високих категорій надійності, підстанції №1–5 проектується як двотрансформаторні з коефіцієнтом аварійного перевантаження $K_{ав} = 1,4$ (або нормативного завантаження в нормальному

режимі на рівні 0,7). Підстанція №6 живить переважно споживачів третьої категорії, тому приймається одностансформаторною. Результати вибору силових агрегатів систематизовано в таблиці 8.4.

Таблиця 8.4. Результати вибору силових трансформаторів 35/10 кВ

№ п/ст	S _{max} , МВА	К-ть	Розрахункова потужність S _p , МВА	Обрана марка трансформатора	Фактичний коефіцієнт завантаження К _з
1	6,9	2	3,94	ТМН-4000/35	0,86
2	2,08	2	1,11	ТМН-1600/35	0,65
3	3,31	2	1,89	ТМН-2500/35	0,66
4	2,35	2	1,34	ТМН-1600/35	0,74
5	3,84	2	2,19	ТМН-2500/35	0,77
6	3,13	1	3,13	ТМН-4000/35	0,78

Паспортні електротехнічні характеристики обраних типів трансформаторного обладнання представлено в додатку Г (таблиця Г.1).

Для математичного моделювання режимів мережі розраховано еквівалентні опори та провідності трансформаторів. Приклад обчислення елементів схеми заміщення для одного трансформатора типу ТМН-2500/35 (N=2:)

$$R_T = \frac{\Delta P_K \cdot U_{\text{НОМ}}^2}{S_{\text{НОМ}}^2} = \frac{26 \cdot 10^{-3} \cdot 35^2}{2,5^2 \cdot 2} = 2,55 \text{ Ом}$$

$$X_T = \frac{U_K \% \cdot U_{\text{НОМ}}^2}{100 \cdot S_{\text{НОМ}}} = \frac{6,5 \cdot 35^2}{100 \cdot 2,5 \cdot 2} = 15,92 \text{ Ом}$$

$$\Delta P_{\text{СТ}} = \Delta P_K \cdot N = 5,1 \cdot 10^{-3} \cdot 2 = 0,0102 \text{ МВт}$$

$$\Delta Q_{\text{СТ}} = \frac{I_K \% \cdot S_{\text{НОМ}}}{100} \cdot N = \frac{1,1 \cdot 2,5}{100} \cdot 2 = 0,055 \text{ Мвар}$$

Аналогічні обчислення виконано для всього спектра встановленого обладнання, підсумкові параметри заміщення занесено в додаток Г (таблиця Г.2).

8.4. Вибір площі перерізу проводів повітряних ліній електропередачі

Підбір площі перерізу сталесалюмінієвих проводів здійснюється за критерієм нормованих економічних інтервалів густини струму. Як приклад розглянемо розрахунок фідерної лінії Л1 напругою 35 кВ, що живить сумарну потужність $S_{Л1} = 21,24$ МВА.

Розрахунковий струмовий потік у нормальному режимі роботи лінії:

$$I_p = \frac{S_{Л1}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном} \cdot N} = \frac{21240}{\sqrt{3} \cdot 35 \cdot 2} = 180,01 \text{ А}$$

Відповідно до розрахованого струмового навантаження, за довідковими інтервалами економічно доцільним є використання проводу марки **АС 150/24** із тривалим тепловим лімітом струму $I_{доп} = 450$ А.

Здійснюємо обов'язкову інженерну перевірку обраного проводу на нагрів за умов виникнення післяаварійного режиму (у разі вимкнення одного з ланцюгів):

$$I_{ав} = 2 \cdot I_p = 2 \cdot 180,01 = 360,02 \text{ А}$$

Умова термічної тривалості $I_{ав} \leq I_{доп}$ ($360,02 \text{ А} < 450 \text{ А}$) виконується успішно. Перевірка за умовами виникнення корони для провідника АС 150/24 в мережах 35 кВ підтверджує повну відповідність нормам ($F_{розр} > F_{мін}$).

Параметри заміщення для Варіанту I (Радіальна мережа)

Результати розрахунку площі перерізу проводів радіального варіанта зведено в таблицю 8.5.

Таблиця 8.5. Специфікація лінійних проводів радіальної архітектури мережі

Лінія	Напруга, кВ	К-ть ланц	Потужність S_m , МВА	Струм I_p , А	Марка проводу	Ліміт $I_{доп}$, А	Аварійний струм $I_{ав}$, А
Л1	35	2	20,76	180,01	АС 150/24	450	360,03
Л2	35	2	7,32	63,48	АС 95/16	330	126,96
Л3	35	2	5,24	45,46	АС 70/11	265	90,92
Л4	35	1	1,94	33,59	АС 95/16	330	67,17
Л5	35	2	3,61	31,26	АС 70/11	265	62,52
Л6	35	2	3,13	27,14	АС 70/11	265	54,27

Питомі параметри (погонний опір та ємнісна провідність) сталевалюмінієвих проводів наведено в додатку Г (таблиця Г.3).

Параметри елементів заміщення для радіальних ліній з урахуванням довжини ділянок L та кількості робочих ланцюгів N розраховано та занесено до додатку Г (таблиця Г.4).

Параметри заміщення для Варіанту II (Замкнена мережа)

Розрахунок завантаження ділянок у кільцевій (замкненій) мережі є складнішим, оскільки потекорозподіл залежить від контурних опорів ділянок. Математичне моделювання виконано на ЕОМ, а результати визначення еквівалентних економічних перерізів провідників для замкнених контурів представлено в додатку Г (таблиця Г.5).

*** РЗРАХУНОК ЗАМКНЕНОЇ МЕРЕЖІ ***
АКТИВНА (МВт) І РЕАКТИВНА (Мвар) ПОТУЖНОСТІ ПО ДІЛЯНКАХ
РОЗРАХОВАНІ ПО ДОВЖИНАМ

$P(L_2) = 3.986$
 $Q(L_2) = 1.715$
 $S(L_2) = 4.399$
 $P(L_3) = 2.026$
 $Q(L_3) = 1.025$
 $S(L_3) = 2.271$
 $P(L_7) = -0.883$
 $Q(L_7) = -0.544$
 $S(L_7) = 1.037$
 $P(L_5) = -4.453$
 $Q(L_5) = -1.944$
 $S(L_5) = 4.859$

РОЗРАХУНКОВІ ПЕРЕРІЗИ ПРОВОДІВ ЛІНІЙ (ММ.КВ.)

$F(L_2) = 65.157$
 $F(L_3) = 34.098$
 $F(L_7) = 15.58$
 $F(L_5) = 72.96$

ПО ЕКОНОМІЧНИМ СТРУМОВИМ ІНТЕРВАЛАМ ОБИРАЄМО ПЕРЕРІЗ ПРОВОДІВ:

L_2 АС 95/16 $I_{доп} = 330$ А;
 L_3 АС 95/16 $I_{доп} = 330$ А;
 L_7 АС 95/16 $I_{доп} = 330$ А;
 L_5 АС 95/16 $I_{доп} = 330$ А.

Погонні опори проводів марки АС 95/16

$r_0 = 0,306$ Ом/км $x_0 = 0,421$ Ом/км $b_0 \cdot 10^{-6} = 2,61$ См/км

						Арх.
Змн.	Арх.	№ докум.	Підпис	Дата		48

8.5. Математичне моделювання та багатоваріантний аналіз усталених режимів роботи розподільної мережі

Головною метою комп'ютерного моделювання розподільної мережі є визначення точних потоків активної та реактивної потужності на всіх ділянках, а також розрахунок фактичних рівнів напруги на шинах нижчої напруги (10 кВ) споживачів.

Аналіз виконано для трьох базових експлуатаційних станів системи:

- Режим максимальних зимових навантажень.
- Режим мінімальних літніх навантажень.
- Післяаварійні (обважені) режими у разі вимкнення найбільш навантажених елементів.

Еквівалентні схеми заміщення для радіальної та замкненої конфігурацій містять 13 розрахункових вузлів. Кількість розрахункових гілок для першого варіанта становить 12 (рис. 8.3), для другого — 13 (рис. 8.4). Математичне моделювання нелінійних рівнянь вузлових напруг здійснювалося на персональному комп'ютері за допомогою програмного комплексу «Regim.exe» (додаток Д), в основу алгоритму якого покладено метод Ньютона-Рафсона.

Балансуючим вузлом системи визначено високовольтні шини 35 кВ ГЗП «Кременчукгес». Напругу в точці живлення у період максимуму навантажень прийнято на рівні 37 кВ. Нормативні рівні напруги на шинах 10 кВ споживачів підтримуються шляхом підбору оптимальних регулювальних відпайок пристроїв ПБВ/РПН силових трансформаторів, діапазон варіювання яких становить $\pm 6 \times 1,5$.

						Арх.
						49
Змн.	Арх.	№ докум.	Підпис	Дата		

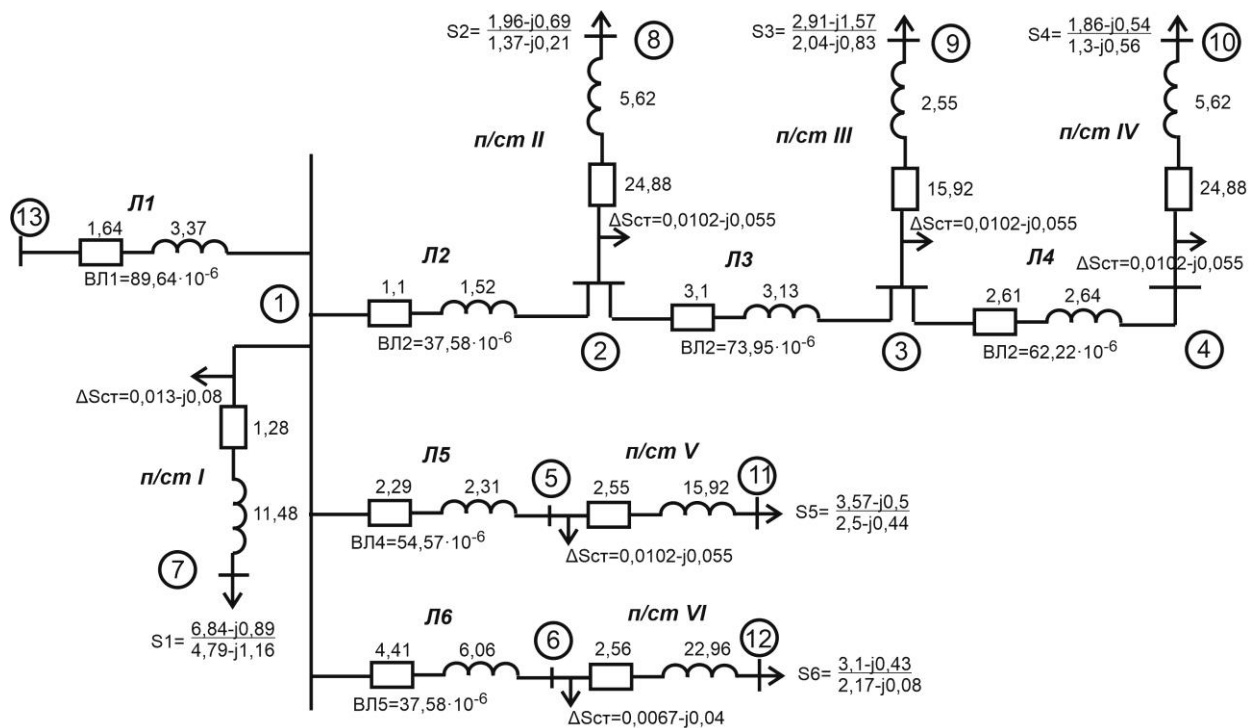


Рис.8.3. Схема заміщення радіальної мережі

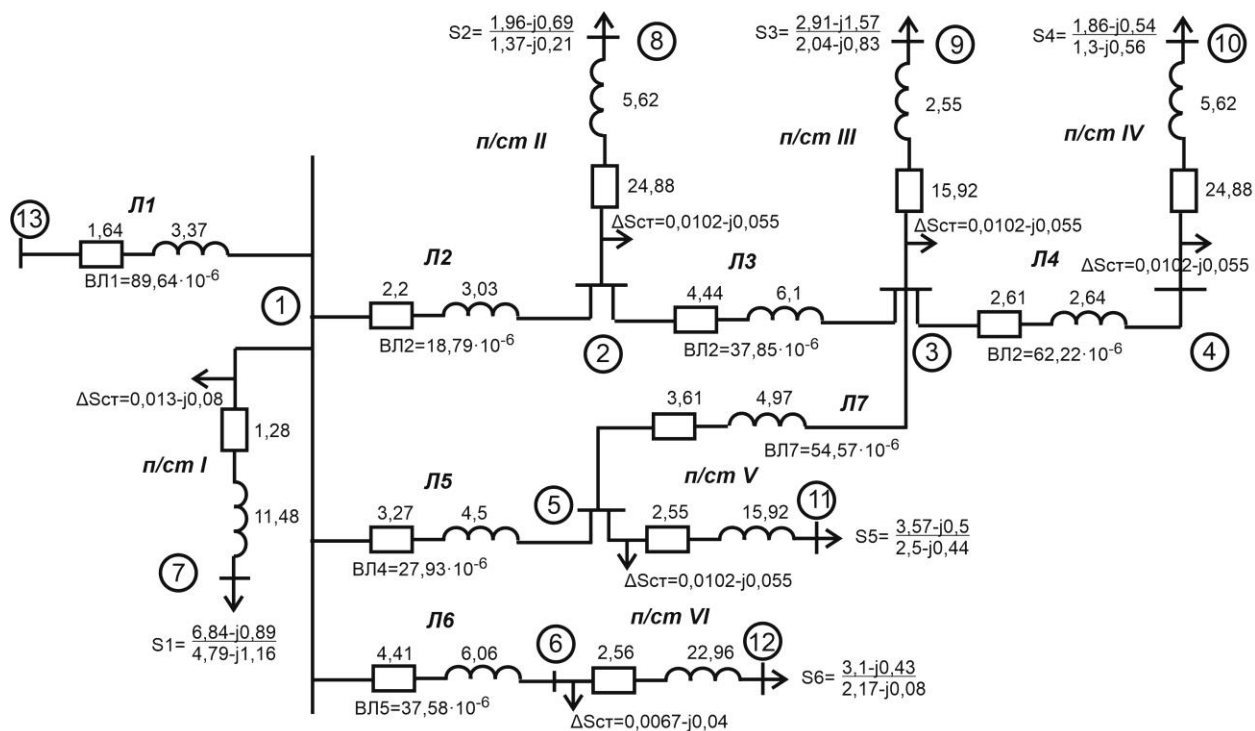


Рис.8.4. Схема заміщення замкнутої мережі

Результати аналізу розрахункових режимів:

1. Радіальна схема: первинний розрахунок максимального режиму зафіксував технологічні втрати активної потужності на рівні $\Delta P_{\Sigma} = 1,062$ МВт. Рівень напруги на низькій стороні стабільний і дорівнює 10,5 кВ. Проте усереднений коефіцієнт реактивної потужності балансуєчого вузла перевищив нормативне значення $\tan \varphi = 0,32$. Це свідчить про дефіцит компенсуючих пристроїв та необхідність корегування ємності конденсаторних установок.

2. Замкнена схема: для максимального режиму сумарні втрати активної потужності становлять $\Delta P_{\Sigma} = 1,017$ МВт, параметри напруги перебувають в межах нормативних допусків. У мінімальному режимі втрати падають до 470 кВт, що супроводжується частковим вимкненням ступенів конденсаторних установок для запобігання перекомпенсації та підвищення напруги.

8.6. Оптимізація та фінальне коригування параметрів компенсуючих пристроїв

Оскільки первинно обрані ємності конденсаторних батарей не забезпечили виконання умов балансу реактивної потужності в точці приєднання до енергосистеми, виконано додаткову оптимізацію. Обчислена величина необхідної додаткової компенсуючої потужності становить:

$$\Delta Q_{\text{КБ}} = 1,8 \text{ Мвар}$$

Додаткові блоки ємностей інтегровано у вузлах із найбільшим падінням напруги : встановлено додаткову конденсаторну батарею потужністю 0,9 Мвар у вузлі 4 (Куцеволівка), а також дві додаткові секції по 450 квар (разом 0,9 Мвар) на підстанції 5 (Вишнівці). Після повторного моделювання з урахуванням скоригованих ємностей втрати потужності в радіальній схемі знизилися з 1,062 МВт до оптимальних 0,95 МВт. Фінальний збалансований розподіл компенсуючих пристроїв наведено в таблиці 8.6.

						Арх.
						51
Змн.	Арх.	№ докум.	Підпис	Дата		

Таблиця 8.6. Оптимальний збалансований розподіл потужностей БК на підстанціях

№ п/ст	Активна потужність P, МВт	Реактивна потужність Q, Мвар	Підсумкова потужність БК $Q_{БК}$, Мвар	Залишкове навантаження $Q-Q_{БК}$, Мвар
1	6,84	3,59	2,7	0,89
2	1,96	1,59	0,9	0,69
3	2,91	2,47	0,9	1,57
4	1,86	1,44	0,9	0,54
5	3,57	3,2	2,7	0,5
6	3,1	2,68	2,25	0,43
Разом	20,24	14,97	10,35	4,62

8.7. Комплексне техніко-економічне обґрунтування фінального проектного рішення

Для прийняття остаточного рішення щодо конфігурації електричної мережі Онуфріївської громади проведено зіставлення фінансових та технічних показників обох розроблених варіантів. Економічне порівняння базується на визначенні приведених витрат (3), які враховують щорічні експлуатаційні витрати та капітальні інвестиції з урахуванням нормативного коефіцієнта ефективності.

Техніко-економічні показники Варіанту I (радіальна схема):

Сумарний обсяг капітальних інвестицій:

$$K_{\Sigma} = 38991,6 + 35409 = 74440,6 \text{ тис.грн.}$$

Щорічні експлуатаційні витрати:

$$I_{\Sigma} = 39774,3 + 7720,84 = 47495,14 \text{ тис.грн.}$$

Підсумкові приведені витрати:

$$Z_I = 47495,4 + 0,12 \cdot 74400,6 = 56423,208 \text{ тис.грн.}$$

Техніко-економічні показники Варіанту II (замкнена схема):

$$K_{\Sigma} = 37046,4 + 34989 = 72035,4 \text{ тис.грн.}$$

$$I_{\Sigma} = 31263,8 + 17831,15 = 49094,91 \text{ тис.грн.}$$

$$Z_I = 49094,91 + 0,12 \cdot 72035,4 = 57739,16 \text{ тис.грн.}$$

Економічний аналіз приведених витрат показує, що обидва варіанти побудови системи зовнішнього електропостачання агропромислового району є практично рівноцінними (розбіжність становить менше 0,2%). Проте, враховуючи критерії експлуатаційної гнучкості, простоти побудови систем релейного захисту та автоматики, а також високий потенціал для подальшого розширення, модернізації та реконструкції мереж району, до реалізації приймається Варіант I (радіальна схема електропостачання). Зазначена конфігурація забезпечує надійне та якісне живлення споживачів Онуфріївського громади протягом усього розрахункового періоду експлуатації.

8.8. Аналіз структури та шляхи мінімізації технологічних втрат електроенергії в проектованій мережі

Транспортування та розподіл електричної енергії магістральними й розподільними лініями неминуче супроводжується її технологічним виділенням у формі теплоти в усьому ввімкненому під напругу обладнанні. Поточні втрати енерговузла формуються під впливом двох ключових факторів: перша частина безпосередньо корелює із величиною транзитного навантаження (струму) в елементах системи, тоді як друга частина є умовно-постійною і визначається прикладеною робочою напругою, частотою, кліматичними характеристиками та параметрами ізоляції.

З огляду на фізичну природу виникнення та інженерні методики оцінювання, інтегральні фактичні втрати енергії в розподільних мережах прийнято класифікувати на чотири базові групи (рис.8.5):

1. Технічні втрати, зумовлені фундаментальними законами електротехніки (фізичними процесами нагріву провідників та намагнічування сталі).

						Арх.
Змн.	Арх.	№ докум.	Підпис	Дата		53

2. Витрати на власні потреби (ВП), необхідні для стабільного функціонування допоміжного підстанційного обладнання (систем обігріву, вентиляції, приводів вимикачів, контурів релейного захисту й автоматики) та забезпечення умов праці оперативного персоналу.
3. Метрологічні втрати, які обумовлені регламентованими похибками вимірювальних приладів та систем комерційного й технічного обліку.
4. Комерційні (або організаційні) втрати, що виникають внаслідок недосконалості систем контролю, похибок зчитування даних, затримок платежів або несанкціонованого відбору енергії споживачами.



Рис. 8.5. Структура фактичних втрат електричної енергії

Перші три складові (технічні втрати, витрати на ВП та метрологічні похибки приладів) у сукупності визначають сумарні технологічні втрати електричної енергії. Їх обчислюють математично на основі законів фізики, паспортних параметрів обладнання та режимних статистичних вимірювань. Натомість комерційні втрати не мають прямої математичної моделі й

визначаються як залишковий балансовий дефіцит між загальним обсягом відпущеної в мережу енергії та розрахованою сумою технологічних втрат.

Для проектованої системи електропостачання агропромислових споживачів Онуфріївської громади пріоритетне інженерне значення має мінімізація саме технічних втрат, лівова частка яких виділяється в лініях електропередачі та силових трансформаторах. Відповідно до узагальненого аналізу структури технічних втрат у розподільчих енергосистемах України (рис.8.6), їх питомий розподіл за типами устаткування виглядає наступним чином:

- Навантажувальні втрати в провідниках ЛЕП (теплові втрати у міді/алюмінії під дією струму навантаження) — 66,7%.
- Втрати холостого ходу в силових трансформаторах (втрати у магнітопроводах/сталі) — 16,1%.
- Навантажувальні втрати в обмотках силових трансформаторів — 8,5%.
- Втрати від виникнення явища корони на повітряних магістралях високої напруги — 3,3%.
- Втрати в іншому допоміжному комутаційному та захисному обладнанні підстанцій — 5,4%.

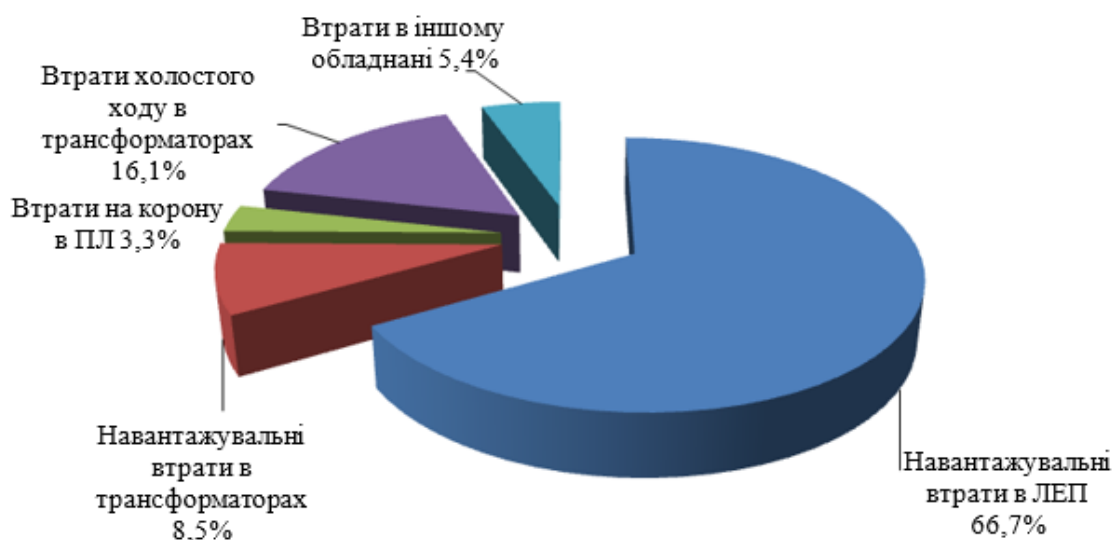


Рис.8.6. Розподіл втрат електричної енергії за видами електрообладнання електричних мереж

Загальносистемна статистика свідчить, що близько 78% усіх технологічних втрат припадає саме на розподільчий електромережевий комплекс району. При цьому в структурі технічних втрат близько 78% концентрується в мережах класом напруги 110–150 кВ і нижче, де питома вага розподільних ліній 0,38–10 кВ становить значні 33,5%.

У межах роботи оптимізація та зниження цих показників для Онуфріївського енерговузла була успішно реалізована завдяки комплексу таких інженерних рішень:

1. Раціональний вибір мережі та проводів: прийняття до реалізації дволанцюгової радіальної схеми 35 кВ із використанням оптимальних за економічними інтервалами перерізів проводів АС 150/24, АС 95/16 та АС 70/11. Це дозволило мінімізувати навантажувальні втрати в ЛЕП, які складають найбільшу частку (66,7%) в загальному балансі.

2. Енергоефективне трансформаторне обладнання: застосування сучасних силових трансформаторів серії ТМН одиничною потужністю 1600, 2500 та 4000 кВА, які характеризуються зниженими параметрами втрат холостого ходу (ΔP_x) та короткого замикання (ΔP_k).

3. Локальна компенсація реактивної потужності: встановлення на шинах 10 кВ районних підстанцій оптимально підібраних батарей статичних конденсаторів (БСК) сумарною потужністю 10,35 Мвар. Локальна компенсація дозволила розвантажити лінійні проводи 35 кВ та обмотки трансформаторів ТМН від перетоків реактивної енергії, що, як було доведено в розділі 8.6, знизило технологічні втрати активної потужності в максимальному режимі з 1,062 МВт до 0,95 МВт.

4. Оптимізація нижчої ланки розподілу: переведення схеми зовнішнього живлення автоматизованого хлібопекарського комплексу на напругу 10 кВ із використанням кабелів АСБУ (3х120) та будівництвом ЦРП-10 кВ, що забезпечило мінімізацію втрат у найбільш енергоємному споживчому вузлі району.

						Арх.
						56
Змн.	Арх.	№ докум.	Підпис	Дата		

Таким чином, розроблена система електропостачання району повністю відповідає сучасним критеріям енергетичної ефективності, а впроваджені технічні заходи гарантують доцільність та високу економічність передачі електричної енергії до агропромислових споживачів громади.

						Арх.
						57
Змн.	Арх.	№ докум.	Підпис	Дата		

9. ВИСНОВКИ

У кваліфікаційній роботі вирішено актуальну інженерну задачу з проектування та техніко-економічного обґрунтування системи електропостачання агропромислових споживачів Онуфріївської громади Кіровоградської області. Комплексний підхід до проектування дозволив створити надійну, гнучку та енергоефективну інфраструктуру, яка повністю задовольняє сучасні вимоги до розподільних електричних мереж.

Особливу увагу приділено найбільшому промисловому вузлу — автоматизованому хлібопекарському комплексу, який через безперервність технологічного циклу потребує підвищеної безперебійності живлення.

За допомогою методу впорядкованих діаграм проведено повний розрахунок силових електричних навантажень споживачів напругою до і вище 1000 В. Проведено техніко-економічне зіставлення двох альтернативних варіантів спорудження ліній зовнішнього електропостачання автоматизованого хлібокомплексу від підстанції «Павлиш». Порівняння повітряної лінії 35 кВ із будівництвом знижувальної ПС та підземної кабельної лінії 10 кВ зі спорудженням ЦРП-10 кВ довело беззаперечну перевагу другого варіанта.

Проведено детальний аналіз балансу реактивної потужності та обґрунтовано вибір компенсуючих пристроїв безпосередньо для внутрішніх електричних мереж автоматизованого хлібопекарського комплексу. Батареї статичних конденсаторів запроектовано до встановлення на шинах низької напруги 0,4 кВ цехових підстанцій (КТП1, КТП2, КТП3).

Розраховано баланс реактивної потужності в мережі району. Для забезпечення оптимального коефіцієнта потужності на шинах живильного центру ($\tan\phi = 0,32$) та розвантаження ліній від реактивних перетоків було запроектовано встановлення батарей статичних конденсаторів (БСК) на шинах 10 кВ районних підстанцій. У результаті повторного ітераційного моделювання потужність БСК була оптимізована і склала в цілому по району 10,35 Мвар, що суттєво знизило технологічні втрати активної потужності в магістральних мережах.

						Арх.
						58
Змн.	Арх.	№ докум.	Підпис	Дата		

Відповідно до величини розрахункових навантажень та категорійності споживачів обґрунтовано вибір кількості та потужності цехових трансформаторів КТП-10/0,4 кВ вбудованого типу. Для більшості вузлів прийнято двотрансформаторні підстанції із силовими агрегатами типу ТМЗ 1000/10.

Виконано розрахунок струмів короткого замикання у визначених характерних точках високовольтної мережі 10 кВ. За отриманими параметрами підібрано сучасне високовольтне обладнання: вакуумні вимикачі типу ВР1-20/630, вимірювальні трансформатори струму ТЛК-10, антирезонансні трансформатори напруги НАМИ-10 та трансформатори власних потреб ТМ-25/10. Перевірка підтвердила їхню повну електродинамічну та термічну стійкість.

Розроблено та детально проаналізовано дві принципові схеми побудови зовнішньої мережі 35 кВ для шести підстанцій громади: радіальну (дволанцюгову) та замкнену (кільцеву). Попри практичну рівноцінність приведених витрат (розбіжність менше 0,2%), до реалізації прийнято радіальну схему через її вищу експлуатаційну гнучкість, простоту організації релейного захисту та значний потенціал для подальшого розширення мережі громади.

Проведено глибокий аналіз структури технологічних втрат електричної енергії в проєктованій системі. Доведено, що завдяки комплексному впровадженню енергоефективних трансформаторів серії ТМН, оптимізації перерізів проводів ЛЕП та точковому коригуванню потужності конденсаторних батарей БСК, технологічні втрати активної потужності в максимальному режимі радіальної мережі району вдалося знизити до оптимального інженерного рівня — 0,95 МВт.

Таким чином, розроблена у кваліфікаційній роботі система електропостачання Онуфріївської громади є повністю завершеною, технічно надійною, економічно доцільною та готовою до практичної реалізації й подальшого інфраструктурного розвитку району.

						Арх.
						59
Змн.	Арх.	№ докум.	Підпис	Дата		

10. ПЕРЕЛІК ПОСИЛАНЬ

1. ДСТУ 9324:2025 Настанова щодо проектування систем електропостачання промислових підприємств. — Чинний від 2025-10-01. — Київ: ДП «УкрНДНЦ», 2025.

2. Кодекс систем розподілу : затверджений Постановою НКРЕКП від 14.03.2018 № 310 (із змінами та доповненнями, зокрема внесеними Постановами НКРЕКП).

3. ДСТУ EN 50160:2023 Характеристики напруги електропостачання в електричних мережах загальної призначеності. — Київ : ДП «УкрНДНЦ», 2023.

4. Закон України «Про енергоефективність» від 21.10.2021 № 1818-IX (із змінами та доповненнями).

5. Правила улаштування електроустановок. Відокремлений підрозділ «Науково-проектний центр розвитку Об'єднаної енергетичної системи України» державного підприємства «Національна енергетична компанія «Укренерго» (НПЦР ОЕС України). Наказ Міністерства енергетики України від 21.07.2017 №476, 2017. – 617 с.

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

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

8. Електротехнічні системи електроспоживання : [навч. посіб.] / П. Г. Плешков, В. В. Зінзура, Н. Ю. Гарасьова [та ін.]; за заг. ред. П. Г. Плешкова. - Кропивницький : ЦНТУ, 2021. – 208 с.

9. Електропостачання: навч. посіб. / Ф.П.Шкрабець; М-во освіти і науки України, Нац. гірн. ун-т. – Д.: НГУ, 2015. – 540 с.

10. Сулейманов В.М., Кацадзе Т.Л. Електричні мережі і системи. – К.:НТУУ «КПІ», 2008. – 456 с.

						Арх.
Змн.	Арх.	№ докум.	Підпис	Дата		60

11. Електричні системи і мережі. Частина 1 : навчальний посібник / Ю. В. Малогулко, О. Б. Бурикін, Т. Л. Кацадзе, В. В. Нетребський ; за ред. П. Д. Лежнюка. – Вінниця : ВНТУ, 2020. – 200 с.

12. Інтелектуальні системи електропостачання : навч. посіб. / І. В. Касаткіна, О. А. Жуков та ін. — Вінниця : ВНТУ, 2023. — 151 с.

13. Електричні системи та мережі. Методичні вказівки до виконання курсового проектування районної електричної мережі для студентів спеціальності 141 «Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка». /Укл.: А.П. Свірідов, Т.В. Величко – Кропивницький: ЦНТУ, 2019. – 80 с.

14. Кваліфікаційна робота бакалавра : метод. рекомендації до структури та оформлення випускної кваліфікаційної роб. для здобувачів вищої освіти першого (бакалаврського) рівня зі спец. 141 - Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка / [уклад. : П. Г. Плешков, Н. Ю. Гарасьова, А. І. Котиш та ін.]; М-во освіти і науки України, Центральноукраїн. нац. техн. ун-т. – Кропивницький : ЦНТУ, 2023. – 80 с.

						Арх.
						61
Змн.	Арх.	№ докум.	Підпис	Дата		

ДОДАТКИ

Таблиця А.1.

Добовий графік навантажень Р, Q, %

№	Робочі дні		Вихідні дні	
	Р, %	Q, %	Р, %	Q, %
1	50	50	25	35
2	50	50	25	35
3	50	50	25	35
4	55	55	25	35
5	75	75	25	35
6	75	75	25	35
7	85	85	25	35
8	95	95	20	25
9	100	100	20	25
10	95	95	20	25
11	75	75	20	25
12	65	65	20	25
13	75	75	20	25
14	85	85	20	25
15	95	95	20	25
16	95	95	20	25
17	85	85	20	25
18	85	85	25	35
19	85	85	25	35
20	75	75	25	35
21	50	50	25	35
22	45	45	25	35
23	45	45	25	35
24	50	50	25	35

Таблиця А.2.

Добовий графік навантажень Р, Q, S

№	Зимові дні						Літні дні					
	Робочі дні			Вихідні дні			Робочі дні			Вихідні дні		
	<i>P, кВт</i>	<i>Q, кВар</i>	<i>S, кВА</i>	<i>P, кВт</i>	<i>Q, кВар</i>	<i>S, кВА</i>	<i>P, кВт</i>	<i>Q, кВар</i>	<i>S, кВА</i>	<i>P, кВт</i>	<i>Q, кВар</i>	<i>S, кВА</i>
1	1361	1082	1739	680	757	1018	1157	919	1478	578	644	865
2	1361	1082	1739	680	757	1018	1157	919	1478	578	644	865
3	1361	1082	1739	680	757	1018	1157	919	1478	578	644	865
4	1497	1190	1912	680	757	1018	1272	1011	1625	578	644	865
5	2041	1623	2608	680	757	1018	1735	1379	2216	578	644	865
6	2041	1623	2608	680	757	1018	1735	1379	2216	578	644	865
7	2314	1839	2956	680	757	1018	1967	1563	2512	578	644	865
8	2586	2055	3303	544	541	767	2198	1747	2808	463	460	653
9	2722	2164	3477	544	541	767	2314	1839	2956	463	460	653
10	2586	2055	3303	544	541	767	2198	1747	2808	463	460	653
11	2041	1623	2608	544	541	767	1735	1379	2216	463	460	653
12	1769	1406	2260	544	541	767	1504	1195	1921	463	460	653
13	2041	1623	2608	544	541	767	1735	1379	2216	463	460	653
14	2314	1839	2956	544	541	767	1967	1563	2512	463	460	653
15	2586	2055	3303	544	541	767	2198	1747	2808	463	460	653
16	2586	2055	3303	544	541	767	2198	1747	2808	463	460	653
17	2314	1839	2956	544	541	767	1967	1563	2512	463	460	653
18	2314	1839	2956	680	757	1018	1967	1563	2512	578	644	865
19	2314	1839	2956	680	757	1018	1967	1563	2512	578	644	865

№	Зимові дні						Літні дні					
	Робочі дні			Вихідні дні			Робочі дні			Вихідні дні		
	<i>P, кВт</i>	<i>Q, кВар</i>	<i>S, кВА</i>	<i>P, кВт</i>	<i>Q, кВар</i>	<i>S, кВА</i>	<i>P, кВт</i>	<i>Q, кВар</i>	<i>S, кВА</i>	<i>P, кВт</i>	<i>Q, кВар</i>	<i>S, кВА</i>
20	2041	1623	2608	680	757	1018	1735	1379	2216	578	644	865
21	1361	1082	1739	680	757	1018	1157	919	1478	578	644	865
22	1225	974	1565	680	757	1018	1041	828	1330	578	644	865
23	1225	974	1565	680	757	1018	1041	828	1330	578	644	865
24	1361	1082	1739	680	757	1018	1157	919	1478	578	644	865

Таблиця А.3.

Річний графік за тривалістю Р, Q

№	Р, кВт	Т, днів	Т*Р	Т	№	Р, кВт	Т, днів	Т*Р	Т
1	2722	147	400134	147	29	1735	105	182175	3717
2	2586	147	380142	294	30	1735	105	182175	3822
3	2586	147	380142	441	31	1735	105	182175	3927
4	2586	147	380142	588	32	1504	105	157920	4032
5	2586	147	380142	735	33	1497	147	220059	4179
6	2314	105	242970	840	34	1361	147	200067	4326
7	2314	147	340158	987	35	1361	147	200067	4473
8	2314	147	340158	1134	36	1361	147	200067	4620
9	2314	147	340158	1281	37	1361	147	200067	4767
10	2314	147	340158	1428	38	1361	147	200067	4914
11	2314	147	340158	1575	39	1272	105	133560	5019
12	2198	105	230790	1680	40	1225	147	180075	5166
13	2198	105	230790	1785	41	1225	147	180075	5313
14	2198	105	230790	1890	42	1157	105	121485	5418
15	2198	105	230790	1995	43	1157	105	121485	5523
16	2041	147	300027	2142	44	1157	105	121485	5628
17	2041	147	300027	2289	45	1157	105	121485	5733
18	2041	147	300027	2436	46	1157	105	121485	5838
19	2041	147	300027	2583	47	1041	105	109305	5943
20	2041	147	300027	2730	48	1041	105	109305	6048
21	1967	105	206535	2835	49	680	65	44200	6113
22	1967	105	206535	2940	50	680	65	44200	6178
23	1967	105	206535	3045	51	680	65	44200	6243
24	1967	105	206535	3150	52	680	65	44200	6308
25	1967	105	206535	3255	53	680	65	44200	6373
26	1769	147	260043	3402	54	680	65	44200	6438
27	1735	105	182175	3507	55	680	65	44200	6503
28	1735	105	182175	3612	56	680	65	44200	6568

№	Р, кВт	Т, днів	Т*Р	Т	№	Р, кВт	Т, днів	Т*Р	Т
57	680	65	44200	6633	86	544	65	35360	8280
58	680	65	44200	6698	87	463	48	22224	8328
59	680	65	44200	6763	88	463	48	22224	8376
60	680	65	44200	6828	89	463	48	22224	8424
61	680	65	44200	6893	90	463	48	22224	8472
62	680	65	44200	6958	91	463	48	22224	8520
63	578	48	27744	7006	92	463	48	22224	8568
64	578	48	27744	7054	93	463	48	22224	8616
65	578	48	27744	7102	94	463	48	22224	8664
66	578	48	27744	7150	95	463	48	22224	8712
67	578	48	27744	7198	96	463	48	22224	8760
68	578	48	27744	7246					
69	578	48	27744	7294					
70	578	48	27744	7342					
71	578	48	27744	7390					
72	578	48	27744	7438					
73	578	48	27744	7486					
74	578	48	27744	7534					
75	578	48	27744	7582					
76	578	48	27744	7630					
77	544	65	35360	7695					
78	544	65	35360	7760					
79	544	65	35360	7825					
80	544	65	35360	7890					
81	544	65	35360	7955					
82	544	65	35360	8020					
83	544	65	35360	8085					
84	544	65	35360	8150					
85	544	65	35360	8215					

Таблиця Б.1. Вибір типу та потужності БК при кількості трансформаторів N = 4 шт.										
№ КТП	К-сть т-рів	$P_p, \text{кВт}$	$Q_p, \text{кВАр}$	$Q_{пр}, \text{кВАр}$	$Q_{кп}, \text{кВАр}$	Кількість та потужність БК, шт. · кВАр	Сума $Q_{БК}, \text{кВАр}$	$Q_{кп} - Q_{бк}, \text{кВАр}$	K_z	$S_p, \text{кВА}$
1	2	1399,99	1086,55	5,29	1081,26	2·60; 4·200;	920	161,26	0,7	1409,862
2	1	741,34	552,14	0	552,14	2·250;	500	52,14	0,74	743,1713
3	1	708,09	517,07	0	517,07	1·150; 1·200;	350	167,07	0,73	727,5327
Сумарна потужність БК на стороні 0,4 кВ складає 1770 кВАр.										
Кількість та потужність БК на стороні 10 кВ: сумарна потужність БК 10 кВ складає 0 кВАр.										

Таблиця Б.2. Вибір типу та потужності БК при кількості трансформаторів N = 5 шт.										
№ КТП	К-сть т-рів	$P_p, \text{кВт}$	$Q_p, \text{кВАр}$	$Q_{пр}, \text{кВАр}$	$Q_{кп}, \text{кВАр}$	Кількість та потужність БК, шт. · кВАр	Сума $Q_{БК}, \text{кВАр}$	$Q_{кп} - Q_{бк}, \text{кВАр}$	K_z	$S_p, \text{кВА}$
1	2	1399,99	1086,55	5,29	1081,26	2·60; 2·200;	520	561,26	0,76	1510,282
2	2	741,34	552,14	1187,61	0		0	0	0,46	924,3612
3	1	708,09	517,07	0	517,07	1·150; 1·200;	350	167,07	0,73	727,5327
Сумарна потужність БК на стороні 0,4 кВ складає 870 кВАр.										
Кількість та потужність БК на стороні 10 кВ: 2·450; сумарна потужність БК 10 кВ складає 900 кВАр.										

Таблиця Б.3. Вибір типу та потужності БК при кількості трансформаторів N = 6 шт.										
№ КТП	К-сть т-рів	$P_p, \text{кВт}$	$Q_p, \text{кВАр}$	$Q_{np}, \text{кВАр}$	$Q_{kn}, \text{кВАр}$	Кількість та потужність БК, шт.·кВАр	Сума $Q_{БК}, \text{кВАр}$	$Q_{kn} -$ $Q_{бк}, \text{кВАр}$	K_z	$S_p, \text{кВА}$
1	2	1399,99	1086,55	5,29	1081,26	2·60; 2·200;	520	561,26	0,76	1510,282
2	2	741,34	552,14	1187,61	0		0	0	0,46	924,3612
3	2	708,09	517,07	1207,73	0		0	0	0,44	876,7855
Сумарна потужність БК на стороні 0,4 кВ складає 520 кВАр.										
Кількість та потужність БК на стороні 10 кВ: 2·450; сумарна потужність БК 10 кВ складає 900 кВАр.										

Таблиця Б.4.

Розрахунок електричних навантажень в мережі вище 1000 В хлібокомплексі з урахуванням КП

Таблиця В.1. Вибір кабелів 10 кВ мережі хлібокомплексу

№ пп	Найменування КЛ	№ тр	Sp, кВА	Ip, А	Fp, мм ²	Fст, мм ²	Fмин Т.У., мм ²	Ідоп, А	Іав.р, А	Ідоп', А
1	п/ст-ТП1	2	1409,93	41,03	29,31	35	25	115	82,06	132,02
2	п/ст -ТП2	1	743,17	43,07	30,76	35	25	115	-	-
3	п/ст -ТП3	1	727,91	41,93	29,95	35	25	115	-	-

Таблиця Г.1 Технічні дані трансформаторів 35/10 кВ

П/ст	Тип	ΔP_K , кВт	U_K , %	ΔP_X , кВт	I_X , %
1, 6	ТМН 4	33,5	7,5	6,7	1
3, 5	ТМН 2,5	26	6,5	5,1	1,1
2, 4	ТМН 1,6	23,5	6,5	5,1	1,1

Таблиця Г.2 Параметри двообмоткових трансформаторів

Тип	N	R_T , Ом	X_T , Ом	$\Delta P_{ст}$, МВт	$\Delta Q_{ст}$, Мвар
ТМН 4000/35	2	1,28	11,48	0,013	0,08
ТМН 2500/35	2	2,55	15,92	0,0102	0,055
ТМН 1600/35	2	5,62	24,88	0,0102	0,055
ТМН 4000/35	1	2,56	22,96	0,0067	0,04

Таблиця Г.3 Параметри лінії радіальної мережі

Лінія	U_n , кВ	Провод	r_0 , Ом/км	x_0 , Ом/км	$b_0 \cdot 10^{-6}$, См/км
Л1	35	АС150/24	0,198	0,406	2,7
Л2	35	АС95/16	0,306	0,421	2,61
Л3	35	АС70/11	0,428	0,432	2,55
Л4	35	АС95/16	0,306	0,421	2,61
Л5	35	АС70/11	0,428	0,432	2,55
Л6	35	АС70/11	0,428	0,432	2,55

Таблиця Г.4 Параметри схеми заміщення ліній радіальної мережі

Лінія	Провод	L, км	N	$R'_л$, Ом	$X'_л$, Ом	$B'_л \cdot 10^{-6}$, См
Л1	АС150/24	16,6	2	1,64	3,37	89,64
Л2	АС95/16	7,2	2	1,10	1,52	37,58
Л3	АС70/11	14,5	2	3,10	3,13	73,95
Л4	АС95/16	12,2	1	3,73	5,14	31,84
Л5	АС70/11	10,7	2	2,29	2,31	54,57
Л6	АС70/11	14,4	2	3,08	3,11	73,44

Таблиця Г.5 Параметри схеми заміщення ліній

Лінія	Провод	L, км	N	$R'_л$, Ом	$X'_л$, Ом	$B'_л \cdot 10^{-6}$, См
Л2	АС 95/16	7,2	1	2,20	3,03	18,79
Л3	АС 95/16	14,5	1	4,44	6,10	37,85
Л7	АС 95/16	11,8	1	3,61	4,97	30,80
Л5	АС 95/16	10,7	1	3,27	4,50	27,93

Максимальний режим радіальної мережі. $Q_{kp}=10,35$ Мвар

S - Пункт живлення (балансуючий базисний вузол)

	N	pr	Us	Ps	Qs	Gs	Bs
S	13	3	37.00	0	0	0	0

N - В у з л и

	N	pr	V	P	Q	G	B
N	1	1	35	0.013	0.08	0	0
N	2	1	35	0.0102	0.055	0	0
N	3	1	35	0.0102	0.055	0	0
N	4	1	35	0.0102	0.055	0	0
N	5	1	35	0.0102	0.055	0	0
N	6	1	35	0.0067	0.04	0	0
N	7	1	10	6.84	0.89	0	0
N	8	1	10	1.96	0.69	0	0
N	9	1	10	2.91	1.57	0	0
N	10	1	10	1.86	0.54	0	0
N	11	1	10	3.57	0.5	0	0
N	12	1	10	3.1	0.43	0	0

L - Гілки, лінії

	N1	N2	R [Ом]	X [Ом]	B [мкСм]
L	13	1	1.64	3.37	89.64
L	1	2	1.1	1.52	37.58
L	2	3	3.1	3.13	73.95
L	3	4	3.73	5.14	31.84
L	1	5	2.29	2.31	54.57
L	1	6	3.08	3.11	73.44

T - Трансформатори

	N1	N2	R [Ом]	X [Ом]	U _н [кВ]	U _в [кВ]
T	7	1	1.28	11.48	11.00	36.57
T	8	2	5.62	24.88	11.00	36.05
T	9	3	2.55	15.92	11.00	35.0
T	10	4	5.62	24.88	11.00	35.0
T	11	5	2.55	15.92	11.00	36.05
T	12	6	2.56	22.96	11.00	36.05

І н ф о р м а ц і я п о в у з л а м						
N	V	dV	P	Q	Pg	Qb
13	37.00	0.0	-21.266	-7.136	0.000	0.000
1	35.44	-2.6	0.013	0.080	0.000	0.000
2	35.08	-2.9	0.010	0.055	0.000	0.000
3	34.43	-3.3	0.010	0.055	0.000	0.000
4	34.24	-3.5	0.010	0.055	0.000	0.000
5	35.16	-2.9	0.010	0.055	0.000	0.000
6	34.93	-3.4	0.007	0.040	0.000	0.000
7	10.47	-6.2	6.840	0.890	0.000	0.000
8	10.45	-5.1	1.960	0.690	0.000	0.000
9	10.51	-5.4	2.910	1.570	0.000	0.000
10	10.53	-5.6	1.860	0.540	0.000	0.000
11	10.57	-5.5	3.570	0.500	0.000	0.000
12	10.48	-6.7	3.100	0.430	0.000	0.000
Баланс по пасивн. елем-м			0.965611	2.176011	0.000	0.000
«+» споживання, «-» генерація						

І н ф о р м а ц і я п о г і л к а м						
N1	N2	P12	Q12	P21	Q21	
13	1	-21.266	-7.136	20.662	6.013	0.603828
1	2	-6.961	-3.243	6.910	3.218	0.051792
2	3	-4.919	-2.382	4.843	2.394	0.075772
3	4	-1.898	-0.614	1.889	0.678	0.008861
1	5	-3.633	-0.685	3.608	0.728	0.025007
1	6	-3.165	-0.665	3.128	0.661	0.036833
7	1	6.840	0.890	-6.890	-1.340	0.050217
8	2	1.960	0.690	-1.981	-0.782	0.020703
9	3	2.910	1.570	-2.935	-1.726	0.024931
10	4	1.860	0.540	-1.879	-0.623	0.018783
11	5	3.570	0.500	-3.598	-0.673	0.027634
12	6	3.100	0.430	-3.121	-0.621	0.021249
Сумарні втрати активної потужності:						0.965611

Мінімальний режим радіальної мережі. Qкп=7,2 Мвар

S - Пункт живлення (балансуючий базисний вузол)

	N	pr	Us	Ps	Qs	Gs	Bs
S	13	3	37.00	0	0	0	0

N - В у з л и

	N	pr	V	P	Q	G	B
N	1	1	35	0.013	0.08	0	0
N	2	1	35	0.0102	0.055	0	0
N	3	1	35	0.0102	0.055	0	0
N	4	1	35	0.0102	0.055	0	0
N	5	1	35	0.0102	0.055	0	0
N	6	1	35	0.0067	0.04	0	0
N	7	1	10	4.79	1.16	0	0
N	8	1	10	1.37	0.21	0	0
N	9	1	10	2.04	0.83	0	0
N	10	1	10	1.3	0.56	0	0
N	11	1	10	2.5	0.44	0	0
N	12	1	10	2.17	0.08	0	0

L - Гілки, лінії

	N1	N2	R [Ом]	X [Ом]	B [мкСм]
L	13	1	1.64	3.37	89.64
L	1	2	1.1	1.52	37.58
L	2	3	3.1	3.13	73.95
L	3	4	3.73	5.14	31.84
L	1	5	2.29	2.31	54.57
L	1	6	3.08	3.11	73.44

T - Трансформатори

	N1	N2	R [Ом]	X [Ом]	Uн [кВ]	Uв [кВ]
T	7	1	1.28	11.48	11.00	38.15
T	8	2	5.62	24.88	11.00	38.15
T	9	3	2.55	15.92	11.00	37.62
T	10	4	5.62	24.88	11.00	37.62
T	11	5	2.55	15.92	11.00	38.15
T	12	6	2.56	22.96	11.00	38.15

І н ф о р м а ц і я п о в у з л а м						
N	V	dV	P	Q	Pg	Qb
13	37.00	0.0	-14.678	-4.382	0.000	0.000
1	35.96	-1.8	0.013	0.080	0.000	0.000
2	35.74	-2.1	0.010	0.055	0.000	0.000
3	35.31	-2.3	0.010	0.055	0.000	0.000
4	35.17	-2.4	0.010	0.055	0.000	0.000
5	35.77	-2.0	0.010	0.055	0.000	0.000
6	35.66	-2.4	0.007	0.040	0.000	0.000
7	10.20	-4.2	4.790	1.160	0.000	0.000
8	10.20	-3.5	1.370	0.210	0.000	0.000
9	10.17	-3.7	2.040	0.830	0.000	0.000
10	10.10	-3.8	1.300	0.560	0.000	0.000
11	10.20	-3.8	2.500	0.440	0.000	0.000
12	10.21	-4.6	2.170	0.080	0.000	0.000
Баланс по пасивн. елем-м			0.447254	0.762187	0.000	0.000
«+» споживання, «-» генерація						

І н ф о р м а ц і я п о г і л к а м						
N1	N2	P12	Q12	P21	Q21	
13	1	-14.678	-4.382	14.396	3.923	0.281737
1	2	-4.830	-1.760	4.807	1.777	0.022549
2	3	-3.419	-1.474	3.385	1.533	0.033977
3	4	-1.324	-0.584	1.320	0.657	0.004482
1	5	-2.535	-0.519	2.523	0.577	0.011924
1	6	-2.203	-0.181	2.186	0.206	0.016693
7	1	4.790	1.160	-4.815	-1.383	0.024836
8	2	1.370	0.210	-1.379	-0.248	0.008633
9	3	2.040	0.830	-2.050	-0.894	0.010231
10	4	1.300	0.560	-1.309	-0.602	0.009438
11	5	2.500	0.440	-2.513	-0.522	0.013133
12	6	2.170	0.080	-2.180	-0.166	0.009620
Сумарні втрати активної потужності:						0.447254

Максимальний режим замкнутої мережі. Qкп=10,35 Мвар

S - Пункт живлення (балансуючий базисний вузол)

	N	pr	Us	Ps	Qs	Gs	Bs
S	13	3	37.00	0	0	0	0

N - В у з л и

	N	pr	V	P	Q	G	B
N	1	1	35	0.013	0.08	0	0
N	2	1	35	0.0102	0.055	0	0
N	3	1	35	0.0102	0.055	0	0
N	4	1	35	0.0102	0.055	0	0
N	5	1	35	0.0102	0.055	0	0
N	6	1	35	0.0067	0.04	0	0
N	7	1	10	6.84	0.89	0	0
N	8	1	10	1.96	0.69	0	0
N	9	1	10	2.91	1.57	0	0
N	10	1	10	1.86	0.54	0	0
N	11	1	10	3.57	0.5	0	0
N	12	1	10	3.1	0.43	0	0

L - Гілки, лінії

	N1	N2	R [Ом]	X [Ом]	B [мкСм]
L	13	1	1.64	3.37	89.64
L	1	2	2.2	3.03	18.79
L	2	3	4.44	6.1	37.85
L	3	5	3.61	4.97	54.57
L	3	4	3.73	5.14	31.84
L	1	5	3.27	4.5	27.93
L	1	6	3.08	3.11	73.44

T - Трансформатори

	N1	N2	R [Ом]	X [Ом]	Uн [кВ]	Uв [кВ]
T	7	1	1.28	11.48	11.00	36.57
T	8	2	5.62	24.88	11.00	35.52
T	9	3	2.55	15.92	11.00	35.0
T	10	4	5.62	24.88	11.00	35.0
T	11	5	2.55	15.92	11.00	35.52
T	12	6	2.56	22.96	11.00	36.05

І н ф о р м а ц і я п о в у з л а м						
N	V	dV	P	Q	Pg	Qb
13	37.00	0.0	-21.318	-7.291	0.000	0.000
1	35.42	-2.6	0.013	0.080	0.000	0.000
2	34.92	-3.1	0.010	0.055	0.000	0.000
3	34.31	-3.7	0.010	0.055	0.000	0.000
4	34.12	-3.9	0.010	0.055	0.000	0.000
5	34.67	-3.5	0.010	0.055	0.000	0.000
6	34.91	-3.4	0.007	0.040	0.000	0.000
7	10.47	-6.2	6.840	0.890	0.000	0.000
8	10.55	-5.3	1.960	0.690	0.000	0.000
9	10.47	-5.8	2.910	1.570	0.000	0.000
10	10.49	-6.1	1.860	0.540	0.000	0.000
11	10.57	-6.2	3.570	0.500	0.000	0.000
12	10.48	-6.7	3.100	0.430	0.000	0.000
Баланс по пасивн. елем-м			1.017534	2.330989	0.000	0.000
«+» споживання, «-» генерація						

І н ф о р м а ц і я п о г і л к а м						
N1	N2	P12	Q12	P21	Q21	
13	1	-21.318	-7.291	20.709	6.157	0.609178
1	2	-5.095	-2.147	5.042	2.096	0.053686
2	3	-3.050	-1.258	3.011	1.249	0.039853
3	5	1.833	1.148	-1.847	-1.102	0.014117
3	4	-1.898	-0.615	1.889	0.679	0.008927
1	5	-5.546	-1.924	5.456	1.835	0.089975
1	6	-3.165	-0.665	3.128	0.661	0.036870
7	1	6.840	0.890	-6.890	-1.341	0.050266
8	2	1.960	0.690	-1.981	-0.783	0.020904
9	3	2.910	1.570	-2.935	-1.727	0.025117
10	4	1.860	0.540	-1.879	-0.624	0.018923
11	5	3.570	0.500	-3.598	-0.678	0.028448
12	6	3.100	0.430	-3.121	-0.621	0.021270
Сумарні втрати активної потужності:						1.017534

Мінімальний режим замкнутої мережі. $Q_{kp}=7,2$ Мвар

S - Пункт живлення (балансуючий базисний вузол)

	N	pr	Us	Ps	Qs	Gs	Bs
S	13	3	37.00	0	0	0	0

N - В у з л и

	N	pr	V	P	Q	G	B
N	1	1	35	0.013	0.08	0	0
N	2	1	35	0.0102	0.055	0	0
N	3	1	35	0.0102	0.055	0	0
N	4	1	35	0.0102	0.055	0	0
N	5	1	35	0.0102	0.055	0	0
N	6	1	35	0.0067	0.04	0	0
N	7	1	10	4.79	1.16	0	0
N	8	1	10	1.37	0.21	0	0
N	9	1	10	2.04	0.83	0	0
N	10	1	10	1.3	0.56	0	0
N	11	1	10	2.5	0.44	0	0
N	12	1	10	2.17	0.08	0	0

L - Гілки, лінії

	N1	N2	R [Ом]	X [Ом]	B [мкСм]
L	13	1	1.64	3.37	89.64
L	1	2	2.2	3.03	18.79
L	2	3	4.44	6.1	37.85
L	3	5	3.61	4.97	54.57
L	3	4	3.73	5.14	31.84
L	1	5	3.27	4.5	27.93
L	1	6	3.08	3.11	73.44

T - Трансформатори

	N1	N2	R [Ом]	X [Ом]	U _н [кВ]	U _в [кВ]
T	7	1	1.28	11.48	11.00	38.15
T	8	2	5.62	24.88	11.00	38.15
T	9	3	2.55	15.92	11.00	37.62
T	10	4	5.62	24.88	11.00	37.62
T	11	5	2.55	15.92	11.00	38.15
T	12	6	2.56	22.96	11.00	38.15

І н ф о р м а ц і я п о в у з л а м						
N	V	dV	P	Q	Pg	Qb
13	37.00	0.0	-14.701	-4.470	0.000	0.000
1	35.95	-1.8	0.013	0.080	0.000	0.000
2	35.64	-2.2	0.010	0.055	0.000	0.000
3	35.23	-2.6	0.010	0.055	0.000	0.000
4	35.08	-2.7	0.010	0.055	0.000	0.000
5	35.45	-2.4	0.010	0.055	0.000	0.000
6	35.65	-2.4	0.007	0.040	0.000	0.000
7	10.20	-4.2	4.790	1.160	0.000	0.000
8	10.17	-3.7	1.370	0.210	0.000	0.000
9	10.14	-4.0	2.040	0.830	0.000	0.000
10	10.08	-4.1	1.300	0.560	0.000	0.000
11	10.11	-4.2	2.500	0.440	0.000	0.000
12	10.21	-4.6	2.170	0.080	0.000	0.000
Баланс по пассивн. элем-м			0.470220	0.850375	0.000	0.000

«+» споживання, «-» генерація
Press any key one more.

І н ф о р м а ц і я п о г і л к а м						
N1	N2	P12	Q12	P21	Q21	
13	1	-14.701	-4.470	14.417	4.007	0.283493
1	2	-3.537	-1.147	3.514	1.139	0.023582
2	3	-2.125	-0.836	2.106	0.858	0.018363
3	5	1.278	0.676	-1.284	-0.616	0.005952
3	4	-1.324	-0.585	1.320	0.657	0.004504
1	5	-3.849	-1.216	3.808	1.194	0.041330
1	6	-2.203	-0.181	2.186	0.206	0.016701
7	1	4.790	1.160	-4.815	-1.383	0.024849
8	2	1.370	0.210	-1.379	-0.248	0.008683
9	3	2.040	0.830	-2.050	-0.894	0.010280
10	4	1.300	0.560	-1.309	-0.602	0.009483
11	5	2.500	0.440	-2.513	-0.523	0.013373
12	6	2.170	0.080	-2.180	-0.166	0.009625
Сумарні втрати активної потужності:						0.470220

!

Таблиця Е.1. Розрахунок капітальних вкладень та витрат на амортизацію в лініях радіальної схеми

Лінія	Марка проводу	$U_{ном}, кВ$	$L, км$	$N, шт.$	Тип опори	$K_{л.уд.}, тис. грн.$	$K_{л.}, тис. грн.$	ал+рл+ол %	$I_{а.}, тис. грн.$
Л1	АС150/24	35	16,60	2	ж/б	534,00	8864,40	10	886,44
Л2	АС95/16	35	7,20	2	ж/б	585,00	4212,00	10	421,20
Л3	АС70/11	35	14,50	2	ж/б	552,00	8004,00	10	800,40
Л4	АС70/11	35	12,20	2	ж/б	552,00	6734,40	10	673,44
Л5	АС70/11	35	10,70	2	ж/б	552,00	5906,40	10	590,64
Л6	АС95/16	35	14,40	1	ж/б	366,00	5270,40	10	527,04
Сума							38991,60		3899,16

Таблиця Е.2. Розрахунок капіт вкладень та витрат на амортизацію підстанції радіальної схеми

п/ст	Тип трансформатора	N	$K'_{т.}, тис. грн.$	$K_{т.}, тис. грн.$	$N_{\text{в}} 150 кВ$	$N_{\text{в}} 35 кВ$	$K_{\text{в}}, тис. грн.$	$Q_{ку}, МВАр$	$K_{ку}, тис. грн.$	$K_{ПЗ}, тис. грн.$	$K_{п/ст}, тис. грн.$	$I_{а п/ст}, тис. грн.$
1	ТМН-4000/35	2	771,00	1542,00		10	4200	2,7	648,00	2100	8490,00	1698,00
2	ТМН-1600/35	2	612,00	1224,00	-	7	2940	0,90	216,00	2100	6480,00	1296,00
3	ТМН-2500/35	2	636,00	1272,00	-	7	2940	0,90	216,00	2100	6528,00	1305,60
4	ТМН-1600/35	2	612,00	1224,00	-	3	1260	0,90	216,00	2100	4800,00	960,00
5	ТМН-2500/35	2	636,00	1272,00		3	1260	2,70	648,00	2100	5280,00	1056,00
6	ТМН-4000/35	1	771,00	771,00		1	420	2,25	540,00	2100	3831,00	766,20
Сума				7305,00			13020	10,35	2484,00	12600	35409,00	7081,80

Таблиця Е.3. Вартість втрат електроенергії в лінії радіальної мережі

Лінія	Провід	$\Delta P, МВт$	$\tau_{нб}, год.$	$\Delta W_{л.} \cdot 10^6, кВт \cdot год.$	$I'_{\text{эл.}}, тис. грн.$	$I_{\text{а.л.}}, тис. грн.$	$I_{\text{эл.}} + I_{\text{а.}}, тис. грн.$
Л1	АС150/24	0,603	3165,63	1,909	19527,790	886,44	20414,230
Л2	АС95/16	0,051	3165,63	0,161	1651,604	421,20	2072,804
Л3	АС70/11	0,075	3165,63	0,237	2428,830	800,40	3229,230
Л4	АС70/11	0,009	3165,63	0,028	291,460	673,44	964,900
Л5	АС70/11	0,025	3165,63	0,079	809,610	590,64	1400,250
Л6	АС95/16	0,036	3165,63	0,114	1165,838	527,04	1692,878
Сума		0,799		2,529	25875,132	3899,16	29774,292

Таблиця Е.4. Вартість втрат електроенергії в трансформаторах радіальної схеми електропостачання

п/ст	Тип трансформатора	N	$\Delta P_{т.}, МВт$	$\tau_{нб}, год.$	$\Delta W_{т.} \cdot 10^6, кВт \cdot год.$	$I \Delta W_{т.}, тис. грн.$	$\Delta P_{х.}, кВт$	$\Delta W_{т.}', кВт \cdot год.$	$I \Delta W_{т.}', тис. грн.$	$\Delta W_{т.} + I \Delta W_{т.}', тис. грн.$	$I_{а п/ст}, тис. грн.$	$I_{сум п/ст}, тис. грн.$
1	ТМН-4000/35	2	0,05	3165,63	0,158	1619,22	6,7	117384	1200,84	2820,06	1698,00	4518,06
2	ТМН-1600/35	2	0,02	3165,63	0,063	647,69	5,1	89352	914,071	1561,76	1296,00	2857,76
3	ТМН-2500/35	2	0,02	3165,63	0,076	777,23	5,1	89352	914,071	1691,30	1305,60	2996,90
4	ТМН-1600/35	2	0,02	3165,63	0,057	582,92	5,1	89352	914,071	1496,99	960,00	2456,99
5	ТМН-2500/35	2	0,03	3165,63	0,085	874,38	5,1	89352	914,071	1788,45	1056,00	2844,45
6	ТМН-4000/35	1	0,02	3165,63	0,066	680,07	6,7	58692	600,419	1280,49	766,20	2046,69
Сума			0,16		0,507	5181,50		533484		10639,04	7081,80	17720,84

Таблиця Е.5. Розрахунок капітальних вкладень та витрат на амортизацію в лініях замкненої схеми

Лінія	Марка проводу	$U_{ном}, \text{кВ}$	$L, \text{км}$	$N, \text{шт.}$	Тип опори	$K_{л.уд.}, \text{тис. грн.}$	$K_{л.}, \text{тис. грн.}$	ал+рл+ол %	$I_{а.}, \text{тис. грн.}$
Л1	АС150/24	35	16,60	2	ж/б	534,00	8864,40	10	886,44
Л2	АС95/16	35	7,20	1	ж/б	366,00	2635,20	10	263,52
Л3	АС95/16	35	14,50	1	ж/б	366,00	5307,00	10	530,70
Л4	АС70/11	35	12,20	2	ж/б	552,00	6734,40	10	673,44
Л5	АС95/16	35	10,70	1	ж/б	366,00	3916,20	10	391,62
Л6	АС95/16	35	14,40	1	ж/б	366,00	5270,40	10	527,04
Л7	АС95/16	35	11,80	1	ж/б	366,00	4318,80	10	431,88
Сума							37046,40		3704,64

Таблиця Е.6. Розрахунок капіт вкладень та витрат на амортизацію підстанції замкненої схеми

п/ст	Тип трансформатора	N	$K'_{т.}, \text{тис. грн.}$	$K_{т.}, \text{тис. грн.}$	$N_{в} 150 \text{ кВ}$	$N_{в} 35 \text{ кВ}$	$K_{в.}, \text{тис. грн.}$	$Q_{ку}, \text{МВАр}$	$K_{ку}, \text{тис. грн.}$	$K_{ПЗ}, \text{тис. грн.}$	$K_{п/ст.}, \text{тис. грн.}$	$I_{а} \text{ п/ст.}, \text{тис. грн.}$
1	ТМН-4000/35	2	771,00	1542,00		8	3360	2,7	648,00	2100	7650,00	1530,00
2	ТМН-1600/35	2	612,00	1224,00	-	5	2100	0,90	216,00	2100	5640,00	1128,00
3	ТМН-2500/35	2	636,00	1272,00	-	7	2940	0,90	216,00	2100	6528,00	1305,60
4	ТМН-1600/35	2	612,00	1224,00	-	3	1260	0,90	216,00	2100	4800,00	960,00
5	ТМН-2500/35	2	636,00	1272,00		6	2520	2,70	648,00	2100	6540,00	1308,00
6	ТМН-4000/35	1	771,00	771,00		1	420	2,25	540,00	2100	3831,00	766,20
Сума				7305,00			12600	10,35	2484,00	12600	34989,00	6997,80

Таблиця Е.7. Вартість втрат електроенергії в лінії замкненої мережі

Лінія	Провід	$\Delta P, \text{МВт}$	$\tau_{нб.}, \text{год.}$	$\Delta W_{л.} \cdot 10^6, \text{кВт} \cdot \text{год.}$	$I'_{э.л.}, \text{тис. грн.}$	$I_{а.л.}, \text{тис. грн.}$	$I_{э.л.} + I_{а.}, \text{тис. грн.}$
Л1	АС150/24	0,609	3165,63	1,928	19722,096	886,44	20608,536
Л2	АС95/16	0,053	3165,63	0,168	1716,373	263,52	1979,893
Л3	АС95/16	0,040	3165,63	0,127	1295,376	530,70	1826,076
Л4	АС70/11	0,009	3165,63	0,028	291,460	673,44	964,900
Л5	АС95/16	0,089	3165,63	0,282	2882,211	391,62	3273,831
Л6	АС95/16	0,037	3165,63	0,117	1198,223	527,04	1725,263
Л7	АС95/16	0,014	3165,63	0,044	453,382	431,88	885,262
Сума		0,851		2,694	27559,120	3704,64	31263,760

Таблиця Е.8. Вартість втрат електроенергії в трансформаторах замкненої схеми електропостачання

п/ст	Тип трансформатора	N	$\Delta P_{т.}, \text{МВт}$	$\tau_{нб.}, \text{год.}$	$\Delta W_{т.} \cdot 10^6, \text{кВт} \cdot \text{год.}$	$I \Delta W_{т.}, \text{тис. грн.}$	$\Delta P_{х.}, \text{кВт}$	$\Delta W_{т.}', \text{кВт} \cdot \text{год.}$	$I \Delta W_{т.}', \text{тис. грн.}$	$\Delta W_{т.} + I \Delta W_{т.}', \text{тис. грн.}$	$I_{а} \text{ п/ст.}, \text{тис. грн.}$	$I_{сум} \text{ п/ст.}, \text{тис. грн.}$
1	ТМН-4000/35	2	0,05	3165,63	0,158	1619,22	6,7	117384	1200,84	2820,06	1530,00	4350,06
2	ТМН-1600/35	2	0,02	3165,63	0,063	647,69	5,1	89352	914,071	1561,76	1128,00	2689,76
3	ТМН-2500/35	2	0,03	3165,63	0,095	971,53	5,1	89352	914,071	1885,60	1305,60	3191,20
4	ТМН-1600/35	2	0,02	3165,63	0,057	582,92	5,1	89352	914,071	1496,99	960,00	2456,99
5	ТМН-2500/35	2	0,03	3165,63	0,085	874,38	5,1	89352	914,071	1788,45	1308,00	3096,45
6	ТМН-4000/35	1	0,02	3165,63	0,066	680,07	6,7	58692	600,419	1280,49	766,20	2046,69
Сума			0,17		0,525	5375,81		533484		10833,35	6997,80	17831,15