

Міністерство освіти і науки України
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
_____ П. Плешков
“__” _____ 2023 р.

КВАЛІФІКАЦІЙНА РОБОТА ЗА ПЕРШИМ (БАКАЛАВРСЬКИМ) РІВНЕМ ВИЩОЇ ОСВІТИ

на тему:

**«Розробка системи електропостачання
агропромислових споживачів с.м.т. Голованівськ
Development of the electricity supply system for agro-
industrial consumers of Holovanivsk town»**

Виконав здобувач вищої освіти
IV курсу, групи ЕЕ-20-ЗСК
ОПП «Електроенергетика,
електротехніка та електромеханіка»
спеціальності 141 «Електроенергетика,
електротехніка та електромеханіка»
_____ Ю. Головатий
«__» _____ 2023 р.

Керівник роботи
доцент, канд. техн. наук
_____ О. Сіріков
«__» _____ 2023 р.

Рецензент _____

Міністерство освіти і науки України
Центральноукраїнський національний технічний університет

Факультет *будівництва, транспорту та енергетики*

Кафедра *електротехнічних систем та енергетичного менеджменту*

Рівень вищої освіти *перший (бакалаврський)*

Галузь знань *14 «Електрична інженерія»*

Спеціальність

141 «Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка»

Освітньо-професійна програма

Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка

ЗАТВЕРДЖУЮ:

Завідувач кафедри ЕТС та ЕМ

_____ П. Плешков

«_____» _____ 2023 р.

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

Головату Юрію Олександровичу

(прізвище, ім'я, по-батькові)

1. Тема роботи *Розробка системи електропостачання агропромислових споживачів с.м.т. Голованівськ*

Development of the electricity supply system for agro-industrial consumers of Holovanivsk town

2. Керівник роботи *Сіріков Олександр Іванович, к.т.н., доцент*

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

3. Строк подання роботи до захисту 02.06.2023 р.

4. Мета та завдання кваліфікаційної роботи *Мета: розробка системи електропостачання агропромислових споживачів с.м.т. Голованівськ*

Завдання: 1. Стисла характеристика агропромислових споживачів. Вихідні дані до проектування; 2. Розрахунок електричних навантажень; 3. Побудова графіків електричних навантажень; 4. Побудова картограми електричних навантажень та вибір місця розташування ГЗП (ЦРП); 5. Режими реактивної потужності системи електропостачання; 6. Вибір оптимальної схеми електропостачання; 7. Вибір кількості та потужності трансформаторів системи електропостачання; 8. Розрахунок струмів коротких замкнень та вибір високовольтного обладнання і високовольтних мереж системи електропостачання; 9. Спеціальний розділ. Розробка системи електрозбереження; 10. Висновки; 11. Перелік посилань.

5. Консультанти по роботі, із зазначенням розділів роботи

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

КАЛЕНДАРНИЙ ПЛАН

№ з/п	Назва етапів кваліфікаційної роботи	Строк виконання етапів роботи	Примітка
1	<i>Стисла характеристика агропромислових споживачів. Вихідні дані до проектування</i>	<i>10.04-12.04</i>	
2	<i>Розрахунок електричних навантажень</i>	<i>12.04-19.04</i>	
3	<i>Побудова графіків електричних навантажень</i>	<i>19.04-21.04</i>	
4	<i>Побудова картограми електричних навантажень та вибір місця розташування ГЗП (ЦРП)</i>	<i>21.04-24.04</i>	
5	<i>Режими реактивної потужності системи електропостачання</i>	<i>24.04-01.05</i>	
6	<i>Вибір оптимальної схеми електропостачання</i>	<i>01.05-03.05</i>	
7	<i>Вибір кількості та потужності трансформаторів системи електропостачання</i>	<i>03.05-05.05</i>	
8	<i>Розрахунок струмів коротких замкнень та вибір високовольтного обладнання і високовольтних мереж системи електропостачання.</i>	<i>05.05-12.05</i>	
9	<i>Спеціальний розділ. Розробка системи Електрозбереження</i>	<i>12.05-19.05</i>	
10	<i>Висновки</i>	<i>19.05-23.05</i>	
11	<i>Перелік посилань</i>	<i>23.05-25.05</i>	
12	<i>Оформлення розрахунково-пояснювальної записки та презентаційних матеріалів</i>	<i>25.05-01.06</i>	

Дата видачі завдання

«___» _____ 2023 р.

Підпис керівника

_____ Сіріков О.І.
(прізвище та ініціали)

Завдання прийнято до виконання

«___» _____ 2023 р.

Підпис здобувача

_____ Головатий Ю.О.
(прізвище та ініціали)

АНОТАЦІЯ

Кваліфікаційна робота: 85 с.; 17 рис.; 30 табл.; 11 джерел

Головатий Ю. О. Розробка системи електропостачання агропромислових споживачів с.м.т. Голованівськ. – Рукопис.

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

Бакалаврська робота присвячена розробці система електропостачання агропромислових споживачів с.м.т. Голованівськ. Розраховані електричні навантаження підприємств району: загальне активне навантаження склало 2545 кВт, а реактивне – 2421 кВар без урахування компенсації. Найбільш оптимальним є варіант живлення споживачів району кабельними лініями 10 кВ із спорудженням ЦРП. Це пояснюється відносно невеликою потужністю споживачів. Обчислені режими реактивної потужності системи електропостачання, обрані компенсуючі пристрої. Так, загальна потужність батарей конденсаторів 0,4 кВ складає 1132 кВар, а 10 кВ – 900 кВар. Для промислових споживачів використані трансформатори типу ТМ630, а для агропромислових споживачів ТМ250. Спеціальний розділ кваліфікаційної роботи включає в себе розробку системи електрозбереження на агропромислових підприємствах, як на стадії проектування так і на стадії експлуатації. Детально розглянуто економію електроенергії при експлуатації трансформаторів, асинхронних двигунів. Суттєву економію електроенергії дає застосування компенсації реактивної потужності в системі електропостачання. Розглянуто вплив якості електричної енергії на ефективність роботи системи електропостачання.

Ключові слова: агропромислові споживачі, електричні навантаження, компенсація реактивної потужності, вибір електричного обладнання, система електрозбереження

ABSTRACT

Qualification work: 85 p.; 17 Fig.; 30 tables; 11 sources

Holovaty Yu. O. Development of the electricity supply system for agro-industrial consumers of Holovanivsk town. – Manuscript.

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

The bachelor's thesis is devoted to the development of the electricity supply system for agro-industrial consumers of the Golovanivsk. The calculated electrical loads of the district's enterprises: the total active load was 2545 kW, and the reactive load was 2421 kVar without compensation. The most optimal option is the option of supplying consumers of the district with 10 kV cable lines with the construction of the DSR. This is explained by the relatively small capacity of consumers. Calculated modes of reactive power of the power supply system, selected by compensating devices. Thus, the total capacity of 0.4 kV capacitor banks is 1132 kVar, and 10 kV - 900 kVar. Transformers of the TM630 type were used for industrial consumers, and TM250 for agro-industrial consumers. The special section of the qualification work includes the development of the power saving system at agro-industrial enterprises, both at the design stage and at the operation stage. Energy saving during the operation of transformers and asynchronous motors is considered in detail. The use of reactive power compensation in the power supply system provides significant savings in electricity. The influence of the quality of electric energy on the efficiency of the power supply system is considered.

Key words: agro-industrial consumers, electrical loads, compensation of reactive power, choice of electrical equipment, power saving system

ЗМІСТ

СТИСЛА ХАРАКТЕРИСТИКА АГРОПРОМИСЛОВИХ СПОЖИВАЧІВ. ВИХІДНІ ДАНІ ДО ПРОЕКТУВАННЯ.....	7
1. РОЗРАХУНОК ЕЛЕКТРИЧНИХ НАВАНТАЖЕНЬ	11
1.1. Розрахунок освітлювальних навантажень.....	11
1.2. Розрахунок силових електричних навантажень в мережах напругою до 1000 В	12
1.3. Розрахунок силових електричних навантажень в мережах напругою до 1000 в сільськогосподарських споживачів.....	12
1.4. Розрахунок силових електричних навантажень в мережах напругою вище 1000 В	18
2. ПОБУДОВА ГРАФІКІВ ЕЛЕКТРИЧНИХ НАВАНТАЖЕНЬ.....	26
3. ПОБУДОВА КАРТОГРАМИ ЕЛЕКТРИЧНИХ НАВАНТАЖЕНЬ ТА ВИБІР МІСЦЯ РОЗТАШУВАННЯ ГЗП (ЦРП)	31
4. РЕЖИМИ РЕАКТИВНОЇ ПОТУЖНОСТІ СИСТЕМИ ЕЛЕКТРОПОСТАЧАННЯ	31
4.1. Розрахунок балансу реактивної потужності та вибір компенсуючих пристроїв в високовольтних та низьковольтних мережах.....	31
4.2. Вибір кількості, потужності та місць розташування компенсуючих пристроїв	39
4.3. Вибір закону регулювання і системи автоматичного керування компенсуючих пристроїв.....	40
4.4. Розрахунок фактичного коефіцієнта потужності та плати за споживання реактивної енергії.....	46
5. ВИБІР ОПТИМАЛЬНОЇ СХЕМИ ЕЛЕКТРОПОСТАЧАННЯ.	48
5.1. Вибір напруги та схеми зовнішнього електропостачання.....	48
5.2 Техніко-економічне обґрунтування схем внутрішнього електропостачання	53
6. ВИБІР КІЛЬКОСТІ ТА ПОТУЖНОСТІ ТРАНСФОРМАТОРІВ СИСТЕМИ ЕЛЕКТРОПОСТАЧАННЯ.	54
6.1 Вибір кількості, потужності трансформаторів та місця розташування трансформаторних підстанцій (ТП).	54
7. РОЗРАХУНОК СТРУМІВ КОРОТКИХ ЗАМКНЕНЬ ТА ВИБІР ВИСОКОВОЛЬТНОГО ОБЛАДНАННЯ І ВИСОКОВОЛЬТНИХ МЕРЕЖ СИСТЕМИ ЕЛЕКТРОПОСТАЧАННЯ.	55
7.1. Розрахунок струмів короткого замикання.....	55
7.2. Вибір високовольтного обладнання.....	58
8. СПЕЦІАЛЬНИЙ РОЗДІЛ. РОЗРОБКА СИСТЕМИ ЕЛЕКТРОЗБЕРЕЖЕННЯ	63
ВИСНОВКИ	84
ПЕРЕЛІК ПОСИЛАНЬ.....	85

					КВАЛІФІКАЦІЙНА РОБОТА ЗА ПЕРШИМ (БАКАЛАВРСЬКИМ) РІВНЕМ ВИЩОЇ ОСВІТИ											
Зм.	Арк.	№ докум.	Підп.	Дата	Розробка системи електропостачання агропромислових споживачів с.м.т. Голованівськ Development of the electricity supply system for agro-industrial consumers of Holovanivsk town						Літ.		Аркуш		Аркушів	
Розроб.	Головатий Ю.О.												6		85	
Перевір.	Сіріков О.І.															
Н. Контр.	Сіріков О.І.															
Затв.	Плешков П.Г.				ЦНТУ гр. ЕЕ-20-ЗСК											

СТИСЛА ХАРАКТЕРИСТИКА АГРОПРОМИСЛОВИХ СПОЖИВАЧІВ.

ВИХІДНІ ДАНІ ДО ПРОЕКТУВАННЯ.

На території селища міського типу Голованівськ знаходяться такі агропромислові споживачі:

- 1) СТОВ „Троянське”;
- 2) АФ „Красногірна”;
- 3) ТОВ АПК „Розкішна”;
- 4) ВАТ „Агромеханізація”.

Сільськогосподарське товариство з обмеженою відповідальністю „Троянське” спеціалізується на виробництві сільськогосподарської продукції, її переробці та зберіганню. Основні види продукції даного підприємства: м'ясо, зерно та інше. На території товариства є різні будівлі, майстерні і інші допоміжні споруди, які забезпечують процес виробництва основної та другорядної продукції рослинництва та тваринництва. Також дане підприємство має свій машинно-тракторний парк.

Аграрна фірма „Красногірна” спеціалізується на вбиранні, переробці і зберіганні різноманітної зернової сільськогосподарської продукції. Дане підприємство має великий машинно-тракторний парк, пекарню для випічки хліба, олійню і млин.

Товариство з обмеженою відповідальністю агропромислового комплексу „Розкішна” займається виробництвом і переробкою зернової сільськогосподарської продукції. Підприємство утримує велику тракторну бригаду і автомобільний парк, для ремонту яких є майстерня і рихтувальний цех. Має власну невеличку пекарню для випічки хліба.

Підприємство „Агромеханізація” спеціалізується на ремонті та технічному обслуговуванні сільськогосподарської техніки вітчизняного та імпортного виробництва, а також різного технологічного обладнання сільськогосподарських підприємств Голованівського району. На території підприємства знаходиться механічний цех в якому виготовляються різні деталі в невеликій кількості до вузлів та агрегатів сільськогосподарської техніки.

						Арк.
Вим.	Арк.	№ документа	Підпис	Дата		7

ВИХІДНІ ДАНІ ДЛЯ ПРОЕКТУВАННЯ.

В даній роботі необхідно розробити систему електропостачання агропромислових споживачів смт. Голованівськ.

Живлення агропромислових споживачів може бути здійснено від підстанції системи 35/10 кВ „Голованівська” по лініях 35 або 10 кВ. Відстань від підстанції 4 км. На підстанції встановлені трансформатори типу ТДНС-10000/35. Всі підприємства працюють в одну зміну. Категорія надійності електропостачання споживачів всіх підприємств: II та III. Дані по навантаженням споживачів наведені в табл. 1. і табл. 2.

Таблиця 1. Електричні навантаження агропромислових споживачів.

№ п/п	Назва споживача	Кі-сть ЕП	Встановлена потужність, кВА	
			Одного	Сумарна
1	2	3	4	5
1	СТОВ „Троянське”			
	Свиноферма	2	87	174
	Насіннева комора	1	20	20
	Пункт по обробці і зберіганню зерна з механізованим зберіганням:			
	ЗАВ-25	1	300	300
	ЗАВ-40	1	450	450
	Центральна ремонтна майстерня на 25 тракторів	1	90	90
	Гараж на 25 автомобілів з закритою стоянкою на 5 машин	1	16	16
	Сінажна вежа	2	60	120
	Лісопильний цех	1	35	35
	Теслярня	1	15	15
	Котельня	1	30	30
2	АФ „Красногірна”			
	Пункт по обробці і зберіганню зерна з механізованим зберіганням ЗАВ-20	2	300	600
	Столова (40 місць)	1	15	15
	Переробний цех	1	30	30
	Олійня	1	20	20
	Млин	1	25	25
	Пекарня	1	42	42
	Гараж на 100 автомобілів і тракторів з закритою стоянкою на 15 машин	1	64	64

1	2	3	4	5
3	Центральна ремонтна майстерня на 25 тракторів	1	90	90
	Майстерня по обслуговувані сільськогосподарської техніки ТОВ АПК „Розкішна”	1	70	70
	Рихтувальний цех	1	28	28
	Гараж на 100 автомобілів і тракторів з закритою стоянкою на 15 машин	1	64	64
	Теслярня	1	5	5
	Пекарня	1	19	19
	Столова (20 місць)	1	10	10
	Зерносклад	2	70	140
	Столярний цех	1	25	25
	Пункт по обробці і зберіганню зерна з механізованим зберіганням:			
	ЗАВ-25	3	300	900
	ЗАВ-50	1	500	500
	Майстерня по обслуговувані сільськогосподарської техніки	1	70	70

Таблиця 2. Електричні навантаження промислових споживачів.

№ п/п	Назва споживача	Площа, м ²	Кі-сть ЕП	Встановлена потужність, кВт	
				Одного	Сумарна
1	ВАТ „Агромеханізація”	109200			
	Механічний цех	3670	90	0,7-55	860
	Ремонтний цех	4200	107	1,1-51	487
	Дільниця діагностики тракторів і автомобілів	2100	54	0,6-115	807
	Механізована мийна дільниця	440	26	2,2-49	341
	Малярна дільниця	320	5	5,5-40	105
	Артезіанські свердловини		2	11	22

Генеральний план розташування агропромислових споживачів смт. Голованівськ приведений в графічній частини презентаційних матеріалів.

Дані по навантаженням споживачів механічного цеху ВАТ „Агромеханізація” наведені в табл. 3.

						Арк.
Вим.	Арк.	№ документа	Підпис	Дата		9

Таблиця 3. Електричні навантаження механічного цеху.

№ п/п	Назва споживача	Кі-сть ЕП	Встановлена потужність, кВт	
			Одного	Сумарна
1	Прес	2	15	30
2	Установка індукційного нагріву	2	55	110
3	Координатно-розточувальний верстат	3	1-3	7
4	Металорізальний верстат	3	3	9
5	Вентилятори	5	10	50
6	Електропечі не автоматизовані	3	40	120
7	Поздовжньо-фрезерувальний верстат	2	14,5	29
8	Радіально-свердлильний верстат	3	4-6,2	18,6
9	Згинальний штамп	2	3	6
10	Токарно-револьверний верстат	8	5,5	44
11	Вертикально-свердлильний верстат	3	7	21
12	Горизонтально-розточувальний верстат	4	7,5	30
13	Притирочно-доводочний верстат	3	7,8	23,4
14	Точило	3	4,5	13,5
15	Токарно-гвинторізний верстат	11	11	121
16	Круглошліфувальний верстат	5	7,76	38,8
17	Зубошліфувальний верстат	5	6	30
18	Зувбодовбальний верстат	5	1,7	8,5
19	Протяжно-горизонтальний верстат	2	4	8
20	Зубофрезерувальний верстат	7	10,2	71,4
21	Універсальний горизонтально-фрезерувальний верстат	6	7,8	52,2
22	Кран 3,5 т (ПВ=40%)	3	1,1;2;8	33,3

1. РОЗРАХУНОК ЕЛЕКТРИЧНИХ НАВАНТАЖЕНЬ

Для проектування електричних мереж та підстанцій необхідно знати навантаження окремих споживачів та їх груп.

Сільськогосподарські споживачі поділяють на дві основні групи: виробничі та комунально-побутові. До першої відносяться освітлення виробничих приміщень, електричні двигуни, електронагрівальні та електротехнологічні установки. До другої – внутрішнє освітлення та громадські приміщення, електропобутові прилади. Визначення розрахункових електричних навантажень електроприймачів виконується у відповідності з методом «Упорядкованих діаграм».

1.1. Розрахунок освітлювальних навантажень

Розрахунок виконується по питомій потужності освітлювального навантаження на одиницю корисної площини виробничого приміщення.

Встановлена потужність освітлювальних ЕП, в механічному цеху ВАТ «Агромеханізація» кВт:

$$P_y = p_0 \cdot F \cdot 10^3 = 14 \cdot 3670 \cdot 10^3 = 51,4 \text{ кВт},$$

де $p_0 = 14$ – питома потужність освітлювального навантаження для даного типу приміщення, Вт/м²; $F = 3670$ – площа виробничого приміщення, м².

Розрахункове навантаження освітлювальних ЕП, кВт:

$$P_p = K_n \cdot K_1 \cdot P_y = 0,95 \cdot 1,2 \cdot 51,4 = 58,6 \text{ кВт},$$

де $K_n = 0,95$ – коефіцієнт попиту освітлювального навантаження; $K_1 = 1,2$ – коефіцієнт, що враховує втрати активної потужності в ПРА.

Розрахункове реактивне навантаження:

$$Q_p = P_p \cdot \operatorname{tg} \varphi = 58,6 \cdot 0,48 = 28,12 \text{ кВар},$$

де $\operatorname{tg} \varphi$ відповідає характерному для даних джерел світла коефіцієнту потужності $\cos \varphi$; для ламп розжарювання $\cos \varphi = 1$; для люмінесцентних ламп $\cos \varphi = 0,9$ ($\operatorname{tg} \varphi = 0,48$); для ламп ДРЛ $\cos \varphi = 0,5$ ($\operatorname{tg} \varphi = 1,73$).

Для освітлення цехів та інших дільниць і приміщень агропромислових підприємств використовуємо люмінесцентні лампи та лампи ДРЛ, а для

						Арк.
Вим.	Арк.	№ документа	Підпис	Дата		11

освітлення території підприємств тільки лампи ДРЛ.

Для інших цехів і підрозділів розрахунок освітлювальних навантажень подібний, результати розрахунку зведені до табл. 1.1.

Нормативні навантаження зовнішнього освітлення території сільськогосподарських дворів складають 250 Вт на одне приміщення і 3 Вт на 1 м довжини периметра двора [6].

Розрахуємо освітлювальне навантаження:

для СТОВ „Троянське”

$$P_p = (250 \cdot 12 + 3 \cdot 975) \cdot 10^3 = 5,9 \text{ кВт}; Q_p = 5,9 \cdot 1,73 = 10,2 \text{ кВар};$$

для АФ „Красногірна”

$$P_p = (250 \cdot 10 + 3 \cdot 1200) \cdot 10^3 = 6,1 \text{ кВт}; Q_p = 6,1 \cdot 1,73 = 10,6 \text{ кВар};$$

для ТОВ АПК „Розкішна”

$$P_p = (250 \cdot 13 + 3 \cdot 1050) \cdot 10^3 = 6,4 \text{ кВт}; Q_p = 6,4 \cdot 1,73 = 11,1 \text{ кВар}.$$

1.2. Розрахунок силових електричних навантажень в мережах напругою до 1000 В

Розрахунок виконується в стандартній табличній формі за методикою наведеною в [3, 4]. Результати розрахунку наведено в табл. 1.2.

1.3. Розрахунок силових електричних навантажень в мережах напругою до 1000 в сільськогосподарських споживачів

Електричне навантаження мереж 0,4 кВ визначається шляхом сумування розрахункових навантажень на вводі споживачів (або на шинах підстанції) з урахуванням коефіцієнта одночасності окремо для денного і вечірнього максимумів:

$$S_D = \sum_{i=1}^{i=n} S_{Di} K_O, S_B = \sum_{i=1}^{i=n} S_{Bi} K_O$$

де S_D , S_B – розрахункове денне і вечірнє навантаження на ділянки лінії або шинах 0,4 кВ трансформаторної підстанції; S_{Di} , S_{Bi} – денне і вечірнє навантаження на вводі і-того споживача або на шинах і-тої підстанції, або і-тої ділянки лінії; K_O – коефіцієнт одночасності.

						Арк.
Вим.	Арк.	№ документа	Підпис	Дата		12

Таблиця 1.1. Розрахунок освітлювальних навантажень ВАТ «Агромеханізація».

№ п/п	Найменування підрозділу	F, м ²	P ₀ , Вт/м ²	P _y , кВт	tgφ	Q _y , кВар	K ₁	K _C	P _p , кВт	Q _p , кВар	S _p , кВА
1	Механічний цех	3670	14	51,4	0,48	24,7	1,2	0,95	58,6	28,12	65
2	Ремонтна дільниця	4200	14	58,8	1,73	101,7	1,12	0,95	62,56	108,23	125
3	Дільниця діагностики тракторів і автомобілів	2100	14	29,4	1,73	50,9	1,12	0,95	31,28	54,1	62,5
4	Механізована мийна дільниця	440	10	4,4	1,73	7,6	1,12	0,95	4,68	8,02	9,28
5	Малярна дільниця	320	18	5,76	0	0	1	0,95	5,47	0	5,47
6	Управління	800	20	16	0,48	7,68	1,2	0,8	15,36	7,37	17,04
7	Освітлення території підприємства	109200	0,1	10,92	1,73	18,9	1,12	1	12,27	21,16	24,46
Всього по підприємству				176,68					190,2	227,5	296,5

Таблиця 1.2. Розрахунок електричних навантажень в мережі до 1000 В ВАТ «Агромеханізація».

Найменування обладнання	п	Р _н , кВт		К _и	Cos	tg	Середнє		п _з	К _м	Розрахункове		
		Одного	Σ				Р _{ср} , кВт	Q _{ср} , кВар			Р _р , кВт	Q _р , кВар	S _р , кВА
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14
<i>Механічний цех</i>													
1. Універсальний горизонтально-фрезерувальний верстат	6	7,8	52,2	0,14	0,5	1,73	7,31	12,6					
2. Зубофрезерувальний верстат	7	10,2	71,4	0,14	0,5	1,73	9,99	17,3					
3. Зубодовбальний верстат	5	1,7	8,5	0,14	0,5	1,73	1,19	2,06					
4. Зубошліфувальний верстат	5	6	30	0,14	0,5	1,73	4,2	7,26					
5. Круглошліфувальний верстат	5	7,76	38,8	0,14	0,5	1,73	5,43	9,39					
6. Токарно-гвинторізний верстат	11	11	121	0,14	0,5	1,73	16,94	29,3					
7. Протяжний горизонтальний верстат	2	4	8	0,14	0,5	1,73	1,12	1,93					
8. Токарно-револьверний верстат	8	5,5	44	0,14	0,5	1,73	6,16	10,65					
9. Вертикально-свердлильний верстат	3	7	21	0,14	0,5	1,73	2,94	5					
10. Горизонтально-розточувальний верстат	4	7,5	30	0,14	0,5	1,73	4,2	7,26					
11. Притирочно-доводочний верстат	3	7,8	23,4	0,14	0,5	1,73	3,3	5,66					
12. Точило	3	4,5	13,5	0,14	0,5	1,73	1,9	3,27					
13. Металорізальний верстат	3	3	9	0,14	0,5	1,73	1,26	2,17					
14. Радіально-свердлильний верстат	3	4-6,2	18,6	0,14	0,5	1,73	2,61	4,5					
15. Координатно-розточувальний верстат	3	1-3	7	0,14	0,5	1,73	1,26	3,27					

Продовження табл. 1.2.

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14
16. Поздовжньо-фрезерувальний верстат	2	14,5	29	0,14	0,5	1,73	3,5	6					
17. Прес	2	15	30	0,3	0,65	1,17	9	10,5					
18. Згинальний штамп	2	3	6	0,3	0,65	1,17	1,8	2,1					
19. Електропечі неавтоматизовані	3	40	120	0,5	0,95	0,33	60	19,8					
20. Кран 3,5 т при ПВ=40%	3	0,7-5,06	21,06	0,06	0,45	1,98	1,26	2,5					
Всього:	83	0,7-40	700,26	0,21	0,67	1,11	145,37	162,52	35	1,3	188,98	162,72	249,4
21. Установки індукційного нагріву	2	55	110	0,6	0,8	0,726	66	47,9					
22. Вентилятори	5	10	50	0,65	0,8	0,726	32,5	24,37					
Всього по механізованому цеху	90	0,7-55	860,26	0,28	0,72	0,96	243,87	234,79	31	1,25	287,48	234,99	371,3
<i>Ремонтний цех</i>													
1. Кантувальник ОПР-1881.05	4	1,1	4,4	0,5	0,8	0,75	2,2	1,65					
2. Зварювальний трансформатор	2	6,96	13,92	0,2	0,55	1,52	2,78	4,23					
3. Пристрій ОПТ-1326	8	1,7	3,4	0,5	0,6	1,33	1,7	2,26					
Всього	14	1,1-6,96	21,72	0,3	0,63	1,22	6,68	8,14	6	1,88	12,56	8,95	15,4
4. Ремонтно-технологічний пост ОР-16594	3	51	153	0,65	0,8	0,75	99,45	75,58					
5. Стенд ОРГ-3985	4	1,1	4,4	0,7	0,85	0,62	3,08	1,9					
6. Стенд ОРГ-8803	6	2,8	16,8	0,7	0,85	0,62	11,76	7,29					
7. Стенд ОРГ-6293	6	3	18	0,7	0,85	0,62	12,6	7,8					
8. Стенд ОРГ-6276	6	3	18	0,7	0,85	0,62	12,6	7,8					
9. Стенд ОРГ-6887	5	3	15	0,7	0,85	0,62	10,5	6,51					
10. Стенд ОРГ-6330	4	3	12	0,7	0,85	0,62	8,4	5,2					
11. Стенд ОРГ-6281	6	1,5-3	27	0,65	0,85	0,62	17,55	10,88					
12. Стенд ОРГ-6545	10	2,2	22	0,7	0,85	0,62	15,4	9,55					

Вим.

Арк.

№ документа

Підпис

Дата

15

Арк.

Продовження табл. 1.2.

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14
13. Стенд ОРГ-6522	10	2,2	22	0,7	0,85	0,62	15,4	9,55					
14. Стенд ОРГ-6586	10	1,1	11	0,7	0,85	0,62	7,7	4,77					
15. Стенд ОРГ-6618	10	3	30	0,6	0,8	0,75	18	13,5					
16. Стенд ОРГ-6153	10	7,5	75	0,65	0,8	0,75	48,75	36,56					
17. Вентилятори	2	8	16	0,65	0,8	0,75	10,4	7,8					
18. Лінія збирання кареток ОР-11387	1	25	25	0,6	0,8	0,75	15	11,25					
Всього по ремонтному цеху	107	1,1-51	486,9	0,64	0,81	0,71	313,87	224,08	19	1,12	319,15	224,89	390,4
<i>Дільниця діагностики тракторів і автомобілів</i>													
1. Кран 3,5 т(ПВ=40%)	2	0,7-5,06	21,06	0,06	0,45	1,985	1,26	2,5					
2. Комплект діагностичних засобів КИ-139	6	2	12	0,3	0,6	1,33	3,6	4,78					
3. Універсальний стенд КИ-5773А	2	115	230	0,4	0,75	1,73	92	159,16					
4. Стенд КИ-8927	1	61	61	0,5	0,7	1,02	30,5	31,11					
5. Стенд КИ-4998	4	20	80	0,5	0,7	1,02	40	40,8					
6. Стенд КИ-4872	3	5	15	0,3	0,7	1,02	4,5	5,98					
7. Стенд КИ-8935	1	55	55	0,55	0,7	1,02	30,25	30,85					
8. Установка КИ-4935	2	55	110	0,5	0,7	1,02	55	56,1					
Всього	21	0,7-115	584,06	0,44	0,61	1,29	257,11	331,28	10	1,35	347,1	365,08	503
9. Компресорно-вакуумна установка КИ-13907	5	0,6	3	0,65	0,8	0,75	1,95	1,46					
10. Стенд КИ-14211	8	3,5	28	0,75	0,85	0,62	21	13,02					
11. Стенд КИ-15711М	4	12,5	50	0,7	0,8	0,75	35	26,25					
12. Стенд КИ-15716	4	9,5	38	0,7	0,8	0,75	26,6	19,95					

З допомогою коефіцієнта одночасності можна сумувати електричні навантаження які відрізняються по значенню не більше ніж в чотири рази. В іншому випадку їх необхідно сумувати враховуючи добавки потужності. При цьому до більшої із двох навантажень які додаються додають добавку від меншої.

$$S_1 > S_2 \quad S_{0-1} = S_1 + \Delta S_2$$

Вихідними даними для визначення електричних навантажень до 1000 В сільськогосподарських споживачів слугує значення розрахункових навантажень на вводах споживачів та коефіцієнти одночасності які прийняті за табл. додатку 7 [4] в залежності від кількості електроприймачів.

Максимальні навантаження на вводах сільськогосподарських споживачів приймаємо за даними табл. додатку 2, природній коефіцієнт реактивної потужності за табл. додатку 6, добавки навантаження табл. додатку 4 [4].

Враховуючи, що значення потужності відрізняються більше ніж в чотири рази розрахунок проводимо методом добавок. Розрахунок навантаження в мережі до 1000 В сільськогосподарських споживачів приведений в табл. 1.3.

В подальших розрахунках будемо використовувати значення денного розрахункового максимуму.

1.4. Розрахунок силових електричних навантажень в мережах напругою вище 1000 В

Методика розрахунку електричних навантажень в мережах вище 1000 В детально розглянута в [1, 2]. Розрахунок навантажень в силових мережах вище 1000 В приведений в табл.1.4.

Втрати потужності у трансформаторах підстанцій агропромислових споживачів.

Для ВАТ „Агромеханізація” приймаємо трансформатор типу ТМ–630/10 з такими параметрами:

$$\Delta P_{xx} = 2,27 \text{ кВт}; U_{k3} = 5,5 \%; I_{xx} = 2 \%; \Delta P_{k3} = 7,6 \text{ кВт}$$

$$ТП - 1,2 \cdot 2 \times (2 \times 630 \text{ кВА})$$

$$\Delta P = n (\Delta P_{xx} + \Delta P_{k3} K_s^2) = 4 \cdot (2,27 + 7,6 \cdot 0,692^2) = 23,65 \text{ кВт},$$

						Арк.
Вим.	Арк.	№ документа	Підпис	Дата		18

Таблиця 1.3. Розрахунок електричних навантажень в мережі до 1000 В сільськогосподарських споживачів.

Назва споживача	п	Встановлена потужність, кВА		cosφ	tgφ	S _Д , кВА	S _В , кВА	ΔS _Д , кВА	ΔS _В , кВА	Денний максимум		Вечірній максимум	
		Одного	Сумарна							Р, кВт	Q, кВар	Р, кВт	Q, кВар
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14
СТОВ „Троянське”													
Свиноферма	2	87	174	0,75	0,88	108	92	75	63,4	81	71,44	69	60,85
Насіннєва комора	1	20	20	0,75	0,88	18	4	11,2	2,4	13,5	11,91	3	2,65
Пункт по обробці і зберіганню зерна з механізованим зберіганням:													
ЗАВ-25	1	300	300	0,75	0,88	250	250	190	190	187,5	165,36	187,5	165,36
ЗАВ-40	1	450	450	0,75	0,88	380	380	380	380	285	251,35	285	251,35
Центральна ремонтна майстерня на 25 тракторів	1	90	90	0,8	0,75	40	15	26,5	9,2	32	24,00	12	9,00
Гараж на 25 автомобілів з закритою стоянкою на 5 машин	1	16	16	0,8	0,75	10	3	6	1,8	8	6,00	2,4	1,80
Сінажна вежа	2	60	120	0,75	0,88	106	106	73	73	79,5	70,11	79,5	70,11
Лісопилльний цех	1	35	35	0,8	0,75	25	2	15,7	1,2	20	15,00	1,6	1,20
Теслярня	1	15	15	0,8	0,75	15	3	9,2	1,8	12	9,00	2,4	1,80
Котельня	1	30	30	0,8	0,75	15	15	9,2	9,2	12	9,00	12	9,00
Всього по СТОВ „Троянське”				0,75	0,88			795,8	732	596,85	526,37	549	484,17
АФ „Красногірна”													
Пункт по обробці і зберіганню зерна з механізованим зберіганням ЗАВ-20	2	300	600	0,75	0,88	400	400	400	400	300	264,58	300	264,58

--	--

Продовження табл. 1.3.

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14
ЗАВ-25	3	300	900	0,75	0,88	250	250	190	190	187,5	165,36	187,5	165,36
ЗАВ-50	1	500	500	0,75	0,88	410	410	410	410	307,5	271,19	307,5	271,19
Майстерня по обслуговувані сільськогосподарської техніки	1	70	70	0,8	0,75	30	10	19	6	24	18,00	8	6,00
Всього ТОВ АПК „Розкішна”				0,75	0,88			755,8	701,6	566,85	499,91	526,2	464,06

Таблиця 1.4. Розрахунок електричних навантажень в мережі вище 1000.

№ п/п	Найменування обладнання	п	Р _н , кВт		K _н	Cos	tg	Середнє		п _з	K _м	Розрахункове		
			Одного	Сумарна				Р _{ср} , кВт	Q _{ср} , кВар			P _р , кВт	Q _р , кВар	Sp, кВА
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
	ВАТ "Агромеханізація"													
	ТП 1,2 2×(2×630)													
1	Механічний цех силова	90	0,7-55	860,26	0,28	0,72	0,96	243,87	234,79	31	1,25	287,48	234,79	371,3
	освітлення							51,4	24,7			58,6	28,1	65,0
	Всього по цеху							295,3	259,5			346,1	262,9	434,6
2	Ремонтна цех силова	107	1,1-51	486,92	0,64	0,81	0,71	313,87	224,08	19	1,12	319,15	224,89	390,4
	освітлення							58,8	101,7			62,6	108,23	125,0
	Всього по цеху							372,7	325,8			381,7	333,1	506,6
3	Дільниця діагностики силова	54	0,6-115	807,06	0,51	0,68	1,08	412,86	446,26	14	1,2	502,85	446,3	612,5
	освітлення							29,40	50,90			31,28	54,10	62,5
	Всього по цеху							442,26	497,16			534,1	500,36	731,88
4	Мийна дільниця силова	26	2,2-49	341,3	0,65	0,84	0,65	221,21	144,01	14	1,15	221,21	144,0	263,9
	освітлення							4,40	7,60			4,68	8,02	9,3
	Всього по цеху							225,61	151,61			225,9	152,03	272,29
5	Малярна дільниця силова	5	5,5-40	105,5	0,54	0,73	0,93	57,85	54,18	5	1,45	105,85	58,3	120,8
	освітлення							5,76	0,00			5,47	0	5,5
	Всього по цеху							63,61	54,18			111,3	58,26	125,64
6	Артезіанські свердловини	2	11	22	0,65	0,85	0,62	14,30	8,86			22,0	13,64	25,90
	Освітлення управління							16,00	7,68			15,4	7,37	17,04
	Освітлення території заводу							10,92	18,90			12,3	21,2	24,46

Продовження табл. 1.4.

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
	Всього силова по ТП 1,2	284	0,6-115	2623,0	0,48	0,75	0,88	1263,96	1112,18	45	1,1	1390,36	1112,2	1780,5
	Всього освітлення по ТП 1,2							176,68	211,48			190,22	227,00	296,2
	Всього по ТП 1,2							1440,6	1323,66			1580,6	1339,2	2071,6
	КП 0,4 кВ												600	
	Всього по ТП 1, 2 з КП											1580,58	739,18	1744,88
	Втрати потужності в тр-рах 4×630											23,65	116,85	
	Всього по ТП 1,2 на шинах 10 кВ											1604,23	856,03	1818,34
	ТП 3 (2×630)													
	СТОВ "Троянське"											596,85	526,4	795,8
	освітлення											5,9	10,2	
	Всього по ТП 3											602,8	536,6	807,0
	КП 0,4 кВ												100	
	Всього по ТП 3 з КП											602,75	436,57	744,25
	Втрати потужності в тр-рах 2×630											9,84	49,38	
	Всього по ТП 3 на шинах 10 кВ											612,59	485,95	781,93
	ТП 4 (2×250)													
	АФ "Красногірна"											357,18	333,6	488,7
	освітлення											6,1	10,6	
	Всього по ТП 4											363,3	344,2	500,4
	КП 0,4 кВ												332	

Продовження табл. 1.4.

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
	Всього по ТП 4 з КП											363,28	12,20	363,48
	Втрати потужності в тр-рах 2×250											6,01	23,39	
	Всього по ТП 4 на шинах 10 кВ											369,29	35,59	371,00
	ТП 5 (2×630)													
	ТОВ АПК "Розкішна"											566,85	499,9	755,8
	освітлення											6,4	11,1	
	Всього по ТП 5											573,3	511,0	767,9
	КП 0,4 кВ												100	
	Всього по ТП 5 з КП											573,25	411,01	705,37
	Втрати потужності в тр-рах 2×630											9,30	46,92	
	Всього по ТП 5 на шинах 10 кВ											582,55	457,93	740,99
	Всього навантаження								K₀=0,8			2495,9	2184,8	3317,02
	Всього КП 0,4 кВ												1132	
	Всього з КП											2495,88	1052,77	2708,83
	Всього втрати потужності в тр-рах											48,8	236,5	
	Всього НН по ТП на шинах 10 кВ											2544,70	1289,31	2852,68
	КП 10 кВ												900	
	Всього на шинах 10 кВ											2544,7	389,3	2574,3

$$\Delta Q = n \left(\frac{I_{xx}}{100} \cdot S_H + \frac{U_K}{100} \cdot S_H \cdot K_3^2 \right) = 4 \left(\frac{2}{100} \cdot 630 + \frac{5,5}{100} \cdot 630 \cdot 0,692^2 \right) = 116,85 \text{ кВар},$$

$$\text{де } K_3 = \frac{S_p}{n S_{нтр}} = \frac{1744,88}{4 \cdot 630} = 0,692.$$

Для СТОВ „Троянське” приймаємо трансформатор типу ТМ–630/10
ТП – 3 (2×630 кВА)

$$\Delta P = n (\Delta P_{xx} + \Delta P_{K3} K_3^2) = 2 \cdot (2,27 + 7,6 \cdot 0,591^2) = 9,84 \text{ кВт},$$

$$\Delta Q = n \left(\frac{I_{xx}}{100} \cdot S_H + \frac{U_K}{100} \cdot S_H \cdot K_3^2 \right) = 2 \left(\frac{2}{100} \cdot 630 + \frac{5,5}{100} \cdot 630 \cdot 0,591^2 \right) = 49,38 \text{ кВар},$$

$$\text{де } K_3 = \frac{S_p}{n S_{нтр}} = \frac{744,25}{2 \cdot 630} = 0,591.$$

Для АФ „Красногірна” приймаємо трансформатор типу ТМ–250/10 з такими параметрами:

$$\Delta P_{xx} = 1,05 \text{ кВт}; U_{K3} = 4,5 \%; I_{xx} = 2,3 \%; \Delta P_{K3} = 3,7 \text{ кВт}$$

ТП – 4 (2×250 кВА)

$$\Delta P = n (\Delta P_{xx} + \Delta P_{K3} K_3^2) = 2 \cdot (1,05 + 3,7 \cdot 0,727^2) = 6,01 \text{ кВт},$$

$$\Delta Q = n \left(\frac{I_{xx}}{100} \cdot S_H + \frac{U_K}{100} \cdot S_H \cdot K_3^2 \right) = 2 \left(\frac{2,3}{100} \cdot 250 + \frac{4,5}{100} \cdot 250 \cdot 0,727^2 \right) = 23,39 \text{ кВар},$$

$$\text{де } K_3 = \frac{S_p}{n S_{нтр}} = \frac{363,48}{2 \cdot 250} = 0,727.$$

Для ТОВ АПК „Розкішна” приймаємо трансформатор типу ТМ–630/10
ТП – 5 (2×630 кВА)

$$\Delta P = n (\Delta P_{xx} + \Delta P_{K3} K_3^2) = 2 \cdot (2,27 + 7,6 \cdot 0,56^2) = 9,3 \text{ кВт},$$

$$\Delta Q = n \left(\frac{I_{xx}}{100} \cdot S_H + \frac{U_K}{100} \cdot S_H \cdot K_3^2 \right) = 2 \left(\frac{2}{100} \cdot 630 + \frac{5,5}{100} \cdot 630 \cdot 0,56^2 \right) = 46,92 \text{ кВар},$$

$$\text{де } K_3 = \frac{S_p}{n S_{нтр}} = \frac{705,37}{2 \cdot 630} = 0,56.$$

						Арк.
Вим.	Арк.	№ документа	Підпис	Дата		25

2. ПОБУДОВА ГРАФІКІВ ЕЛЕКТРИЧНИХ НАВАНТАЖЕНЬ

Детально методика розрахунку та побудови графіків електричних навантажень, що використані в цьому пункті наведена в [1, 9]. При розрахунку прийняті такі показники кількості робочих зимових днів 147, вихідних – 65, літніх робочих днів 105, вихідних – 48. Також, при розрахунках і побудові графіків прийнято, що літнє навантаження складає 85% від зимового.

1. Активне розрахункове навантаження:

$$P_{\max} := 2544.7 \quad \text{кВт}$$

2. Реактивне розрахункове навантажен

$$Q_{\max} := 2421.3 \quad \text{квар}$$

3. Задання графіка навантаження (в %) для кожної ступені графіка (1 - для активної потужності, 2 - для реактивної потужності):

Робочі дні

	1	2
1	23	54
2	22	52
3	22	52
4	21	50
5	27	68
6	36	72
7	57	86
8	66	92
9	100	100
10	86	98
11	70	94
12	69	92
13	51	75
14	53	77
15	53	77
16	56	80
17	74	95
18	69	88
19	62	78
20	55	84
21	32	70
22	30	68
23	25	60
24	23	...

Вихідні дні

	1	2
1	35	54
2	32	50
3	31	50
4	31	50
5	31	50
6	32	50
7	35	54
8	38	57
9	39	56
10	36	53
11	34	51
12	35	52
13	35	52
14	35	52
15	34	51
16	34	51
17	34	51
18	36	53
19	38	56
20	47	64
21	55	73
22	56	75
23	53	71
24	45	64

1. літні робочі дні
2. зимні робочі дні
3. літні вихідні дні
4. зимні вихідні дні

Power_4 =

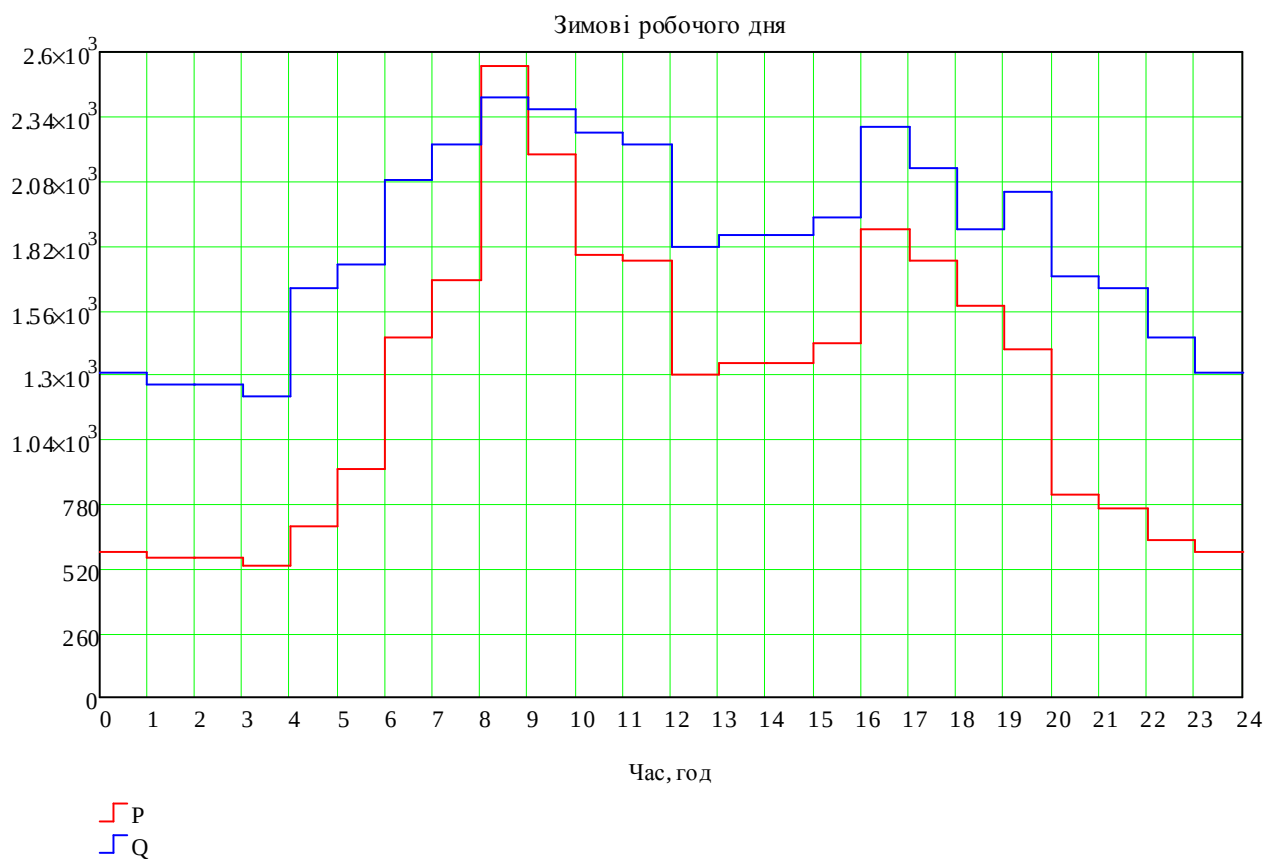
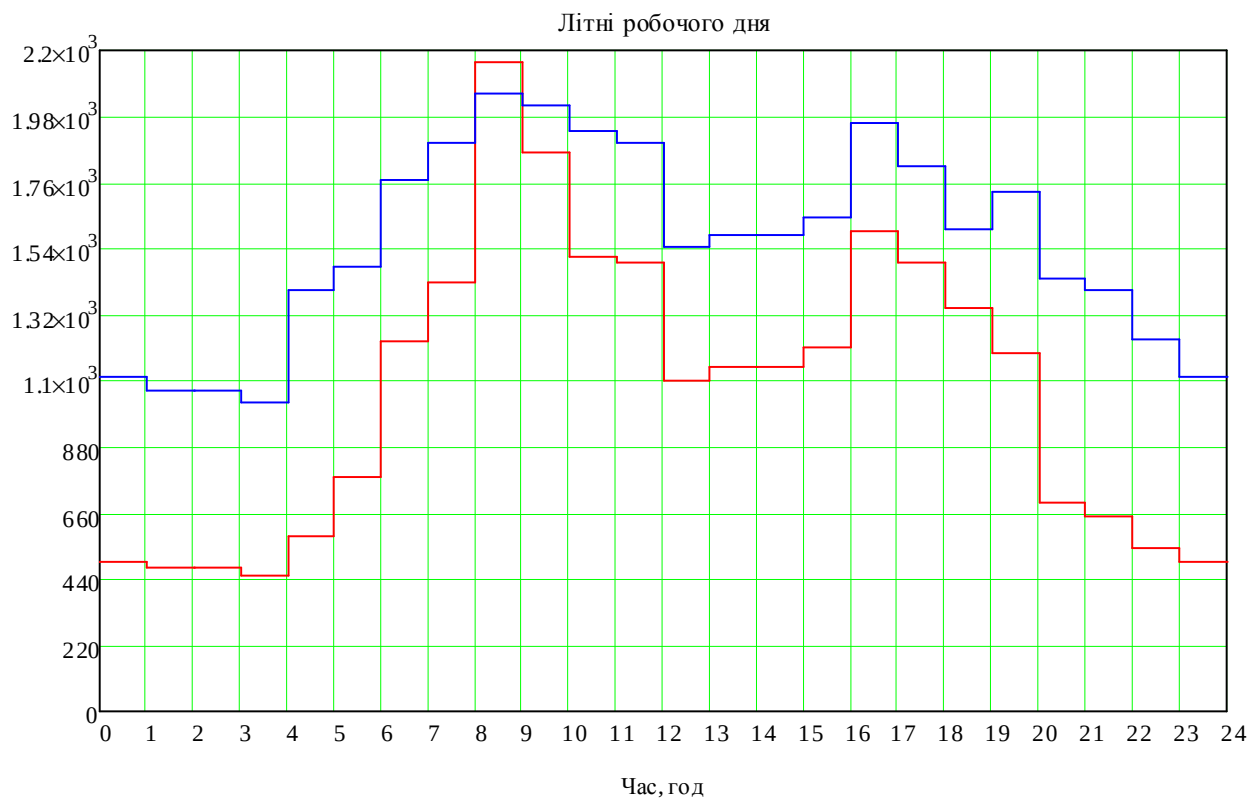
	1	2	3
1	497	1111	1218
2	476	1070	1171
3	476	1070	1171
4	454	1029	1123
5	584	1400	1516
6	779	1482	1674
7	1233	1770	2157
8	1428	1893	2371
9	2163	2058	2986
10	1860	2017	2744
11	1514	1935	2457
12	1492	1893	2411
13	1103	1544	1897
14	1146	1585	1956
15	1146	1585	1956
16	1211	1646	2044
17	1601	1955	2527
18	1492	1811	2347
19	1341	1605	2092
20	1190	1729	2099
21	692	1441	1598
22	649	1400	1543
23	541	1235	1348
24	497	1111	...

	1	2	3
1	585	1308	1433
2	560	1259	1378
3	560	1259	1378
4	534	1211	1323
5	687	1646	1784
6	916	1743	1969
7	1450	2082	2538
8	1680	2228	2790
9	2545	2421	3513
10	2188	2373	3228
11	1781	2276	2890
12	1756	2228	2836
13	1298	1816	2232
14	1349	1864	2301
15	1349	1864	2301
16	1425	1937	2405
17	1883	2300	2973
18	1756	2131	2761
19	1578	1889	2461
20	1400	2034	2469
21	814	1695	1880
22	763	1646	1815
23	636	1453	1586
24	585	1308	...

	1	2	3
1	757	1111	1345
2	692	1029	1240
3	671	1029	1228
4	671	1029	1228
5	671	1029	1228
6	692	1029	1240
7	757	1111	1345
8	822	1173	1432
9	844	1153	1428
10	779	1091	1340
11	735	1050	1282
12	757	1070	1311
13	757	1070	1311
14	757	1070	1311
15	735	1050	1282
16	735	1050	1282
17	735	1050	1282
18	779	1091	1340
19	822	1153	1416
20	1017	1317	1664
21	1190	1502	1916
22	1211	1544	1962
23	1146	1461	1857
24	973	1317	...

	1	2	3
1	891	1308	1582
2	814	1211	1459
3	789	1211	1445
4	789	1211	1445
5	789	1211	1445
6	814	1211	1459
7	891	1308	1582
8	967	1380	1685
9	992	1356	1680
10	916	1283	1577
11	865	1235	1508
12	891	1259	1542
13	891	1259	1542
14	891	1259	1542
15	865	1235	1508
16	865	1235	1508
17	865	1235	1508
18	916	1283	1577
19	967	1356	1665
20	1196	1550	1957
21	1400	1768	2255
22	1425	1816	2308
23	1349	1719	2185
24	1145	1550	...

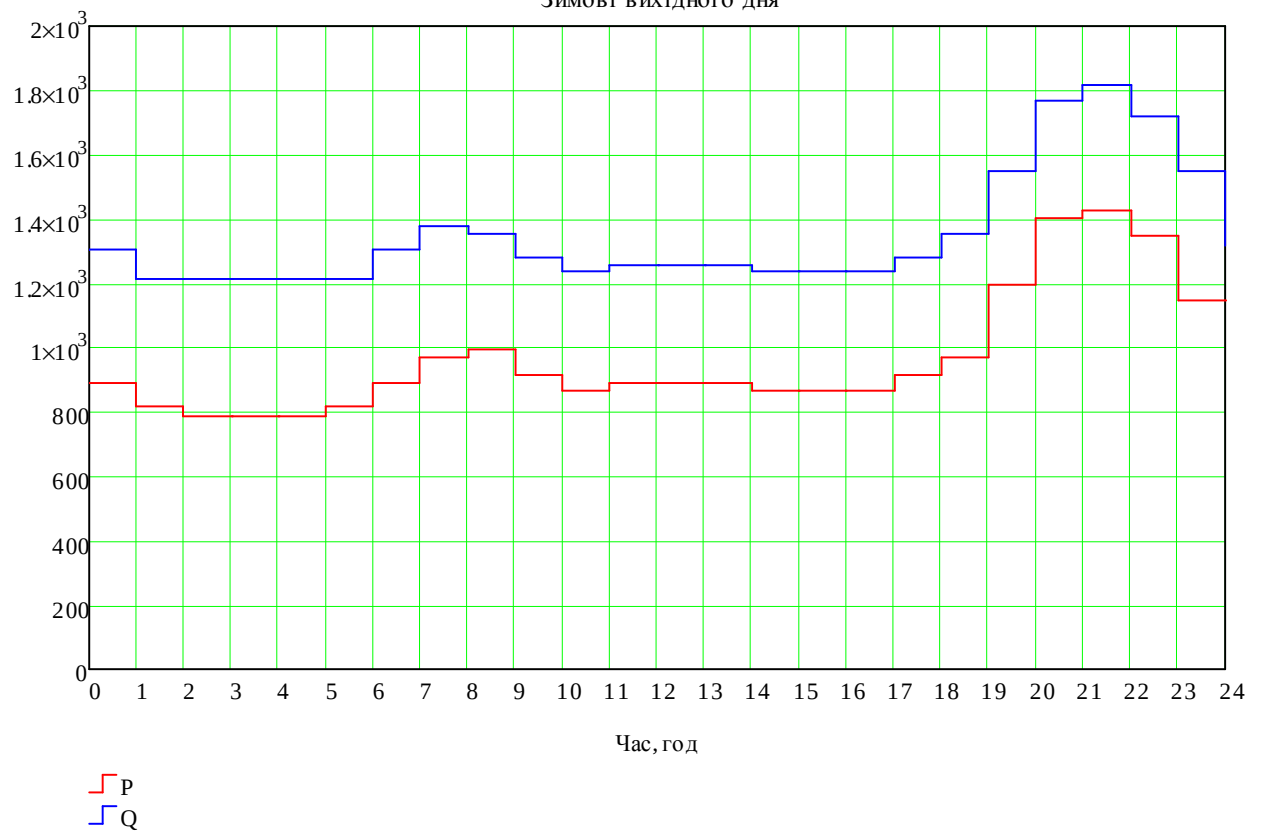
- 1 - активна потужність
2 - реактивна потужність
3 - повна потужність

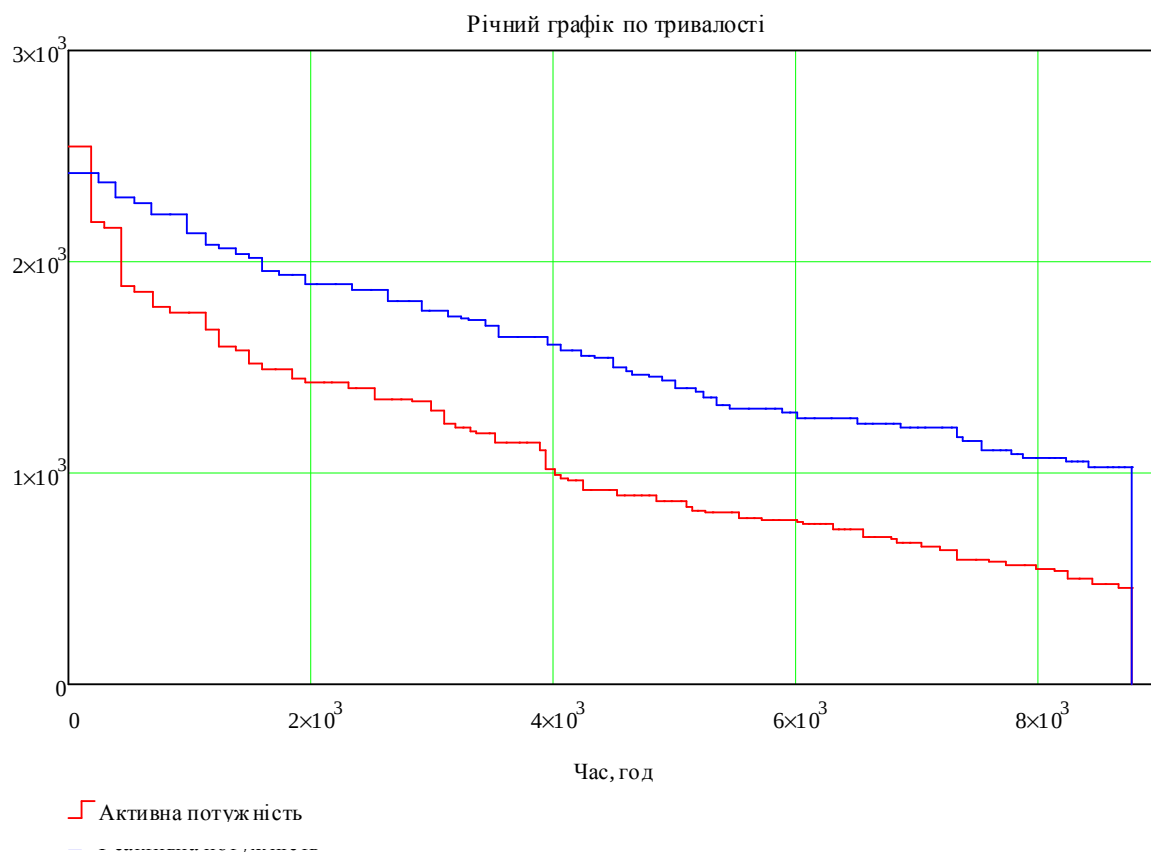


Літні вихідного дня



Зимові вихідного дня





Споживання активної енергії за літню вихідну добу, кВт	$W_{\text{лето_в}} = 19705$
Споживання активної енергії за літню робочу добу, кВт	$W_{\text{лето_р}} = 25567$
Споживання активної енергії за зимову вихідну добу, кВт	$W_{\text{зима_в}} = 23182$
Споживання активної енергії за зимову робочу добу, кВт	$W_{\text{зима_р}} = 30078$
Споживання реактивної енергії за літню вихідну добу, вар-год:	$V_{\text{лето_в}} = 27579$
Споживання реактивної енергії за літню робочу добу, вар-год:	$V_{\text{лето_р}} = 37375$
Споживання реактивної енергії за зимову вихідну добу, вар-год:	$V_{\text{зима_в}} = 32445$
Споживання реактивної енергії за зимову робочу добу, вар-год:	$V_{\text{зима_р}} = 43971$
Річне споживання активної енергії, кВт:	$W_{\Gamma} = 9558690$
Річне споживання реактивної енергії, квар:	$V_{\Gamma} = 13820829$
Кількість годин використання максимуму потужності, год:	$T_{\text{max}} = 4784$
Річний час максимальних втрат, год:	$\tau = 2886$

3. ПОБУДОВА КАРТОГРАМИ ЕЛЕКТРИЧНИХ НАВАНТАЖЕНЬ ТА ВИБІР МІСЦЯ РОЗТАШУВАННЯ ГЗП (ЦРП)

Методика розрахунку і побудови картограми електричного навантаження застосована в даному розділі наведена в [1, 9].

Розрахунок координат центру електричних навантажень приведений в табл. 3.1. Схема генплану з нанесенням центру навантаження показана на рис. 3.1. Враховуючи те, що в точці з даними координатами розмістити ЦРП не можливо (жилий масив) ЦРП переносимо в точку з координатами $X=1350$ м, $Y=190$ м в бік джерела живлення (ЦЕН' на рис. 3.1).

4. РЕЖИМИ РЕАКТИВНОЇ ПОТУЖНОСТІ СИСТЕМИ ЕЛЕКТРОПОСТАЧАННЯ

4.1. Розрахунок балансу реактивної потужності та вибір компенсуючих пристроїв в високовольтних та низьковольтних мережах

Розрахунок балансу реактивної потужності будемо проводити за методикою наведеною в [1, 9].

Навантаження на шинах 10 кВ ЦРП (ГЗП) складається з навантаження 0,4 кВ та втрат в потужності в трансформаторах ТП.

$$Q_p = Q_n + \Delta Q_{тр} = 2184,8 + 236,5 = 2421,3 \text{ кВар.}$$

Реактивна потужність енергосистеми, що по технічним умовам може бути передана до споживачів:

$$Q_e = P_p \cdot \operatorname{tg} \varphi_e = 2544,7 \cdot 0,15 = 381,7 \text{ кВар.}$$

Загальна потужність компенсуючих пристроїв за умовами балансу РП на межі розподілу між споживачами та енергосистемою:

$$Q_{кп\Sigma} = Q_p - Q_e = 2421,3 - 381,7 = 2039,6 \text{ кВар.}$$

Мінімальна кількість трансформаторів потужністю 630 кВА для передачі активної потужності в мережу 0,4 кВ з мережі 10 кВ, шт.:

						Арк.
Вим.	Арк.	№ документа	Підпис	Дата		31

Таблиця 3.1. Розрахунок картограми електричних навантажень.

№ на плані	Найменування цеху або відділення	$P_p^{сил}, \text{кВт}$	$P_p^{осв}, \text{кВт}$	$\Sigma P_p, \text{кВт}$	R, мм	α , град	X, м	Y, м	PX, кВт•м	PY, кВт•м
1	СТОВ "Троянське"	596,85	5,90	602,75	25	4	975	900	587681,3	542475
2	АФ "Красногірна"	357,18	6,10	363,28	20	6	950	300	345116	108984
3	ТОВ АПК "Розкішна"	566,85	6,40	573,25	25	4	550	560	315287,5	321020
4	ВАТ "Агромеханізація"	1390,36	190,22	1580,58	41	43	1200	600	1896696	948348
	Всього			3119,86					3144781	1920827

X= 1008 м

Y= 616 м

Північ
↑
Південь

- 1 - СТОВ „Троянське”;
- 2 - АФ „Красногірна”;
- 3 - ТОВ АПК „Розкішна”;
- 4 - ВАТ „Агромеханізація”.

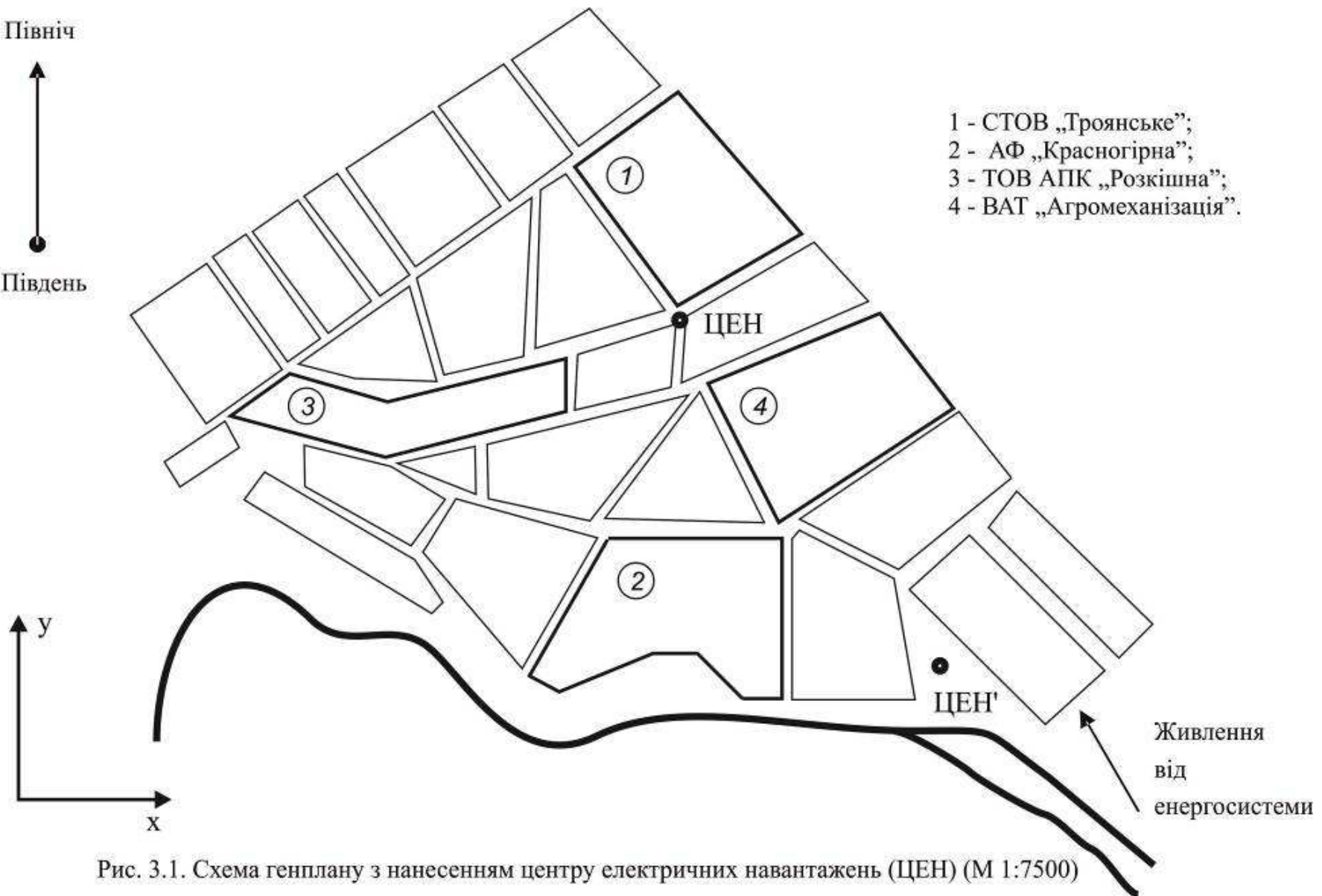


Рис. 3.1. Схема генплану з нанесенням центру електричних навантажень (ЦЕН) (М 1:7500)

$$N_0 = \frac{\sum P_n}{K_3 \cdot S_{T.H}} = \frac{2756,58}{0,7 \cdot 630} = 7,25 \approx 8$$

$$\Sigma P_n = 1580,58 + 602,75 + 573,25 = 2756,58 \text{ кВт.}$$

Мінімально можлива кількість трансформаторів потужністю 250 кВА для малопотужного підприємства:

$$N_0 = \frac{P_n}{K_3 \cdot S_{T.H}} = \frac{363,28}{0,7 \cdot 250} = 1,975 \approx 2.$$

Отже, розглянемо три варіанти компенсації реактивної потужності за різної кількості силових трансформаторів: $N = N_0$; $N = N_0 + 1$; $N = N_0 + 2$.

Варіант I. Мінімальна кількість трансформаторів на 630 кВА $N = N_0 = 8$, на 250 кВА $N = N_0 = 2$.

Визначаємо реактивну потужність, що може бути передана з мережі 10 кВ в мережу 0,4 кВ для трансформаторів 630 кВА:

$$Q_{\Pi} = \sqrt{(N \cdot K_3 \cdot S_{H.T.})^2 - P_n^2} = \sqrt{(8 \cdot 0,7 \cdot 630)^2 - 2756,58^2} = 2202 \text{ кВар,}$$

для трансформаторів 250 кВА:

$$Q_{\Pi} = \sqrt{(N \cdot K_3 \cdot S_{H.T.})^2 - P_n^2} = \sqrt{(2 \cdot 0,7 \cdot 250)^2 - 363,28^2} = 0 \text{ кВар.}$$

Потужність компенсуючих пристроїв, що встановлюються в мережі до 1000 В ТП 630 кВА визначаємо з умов балансу реактивної потужності на шинах 0,4 кВ:

$$Q_{KH} = \Sigma Q_n - Q_{\Pi} = 2386,8 - 2202 = 184,8 \text{ кВар,}$$

$$\Sigma Q_n = 1339,2 + 536,6 + 511 = 2386,8 \text{ кВар.}$$

Приймаємо стандартну потужність конденсаторних батарей $Q_{KH} = 800 \text{ кВар}$, згідно з табл. 4.2.

Уточнюємо значення пропускної потужності для трансформаторів 630 кВА:

$$Q_{\Pi} = \Sigma Q_n - Q_{KH} = 2386,8 - 800 = 1536,8 \text{ кВар.}$$

Потужність КП, що встановлюються в мережі до 1000 В ТП 250 кВА визначаємо з умов балансу реактивної потужності на шинах 0,4 кВ:

$$Q_{KH} = \Sigma Q_n - Q_{\Pi} = 344,2 - 0 = 344,2 \text{ кВар.}$$

Приймаємо стандартну потужність конденсаторних батарей $Q_{KH} = 332 \text{ кВар}$, згідно з табл. 4.2.

Уточнюємо значення пропускної потужності для трансформаторів 250 кВА:

						Арк.
						34
Вим.	Арк.	№ документа	Підпис	Дата		

$$Q_{\Pi} = \Sigma Q_{\text{KH}} - Q_{\text{KH}} = 344,2 - 332 = 12,2 \text{ кВар.}$$

Потужність КП, що встановлюються в мережі 10 кВ визначимо з умови балансу реактивної потужності на шинах 10 кВ ЦРП:

$$Q_{\text{KB}} = Q_{\text{p}} - \Sigma Q_{\text{KH}} - Q_{\text{e}} = 2421,3 - 1132 - 381,7 = 907,6 \text{ кВар.}$$

Приймаємо до встановлення стандартну потужність конденсаторних батарей: $Q_{\text{KB}} = 900 \text{ кВар.}$

Уточнюємо значення Q_{e} :

$$Q_{\text{e}} = Q_{\text{p}} - Q_{\text{KH}} - Q_{\text{KB}} = 2421,3 - 1132 - 900 = 389,3 \text{ кВар.}$$

Втрати потужності в низьковольтних та високовольтних батареях конденсаторів:

$$\Delta P_{\text{KH}} = \Delta P_{\text{ПИТ}}^{\text{KH}} \cdot Q_{\text{KH}} = 0,0045 \cdot 1132 = 5,094 \text{ кВт,}$$

$$\Delta P_{\text{KB}} = \Delta P_{\text{ПИТ}}^{\text{KB}} \cdot Q_{\text{KB}} = 0,0025 \cdot 900 = 2,25 \text{ кВт,}$$

де $\Delta P_{\text{ПИТ}}^{\text{KH}}$, $\Delta P_{\text{ПИТ}}^{\text{KB}}$ – питомі втрати активної потужності відповідно в низьковольтних та високовольтних БК, кВт/квар.

Втрати активної потужності при передачі реактивної потужності через трансформатори 630 кВА:

$$\Delta P_{\text{ТП}} = \frac{Q_{\text{П}}^2}{U_{\text{H}}^2} \cdot R'_{\text{ЕК}} = \frac{1536,8^2}{10^2} \cdot 0,000239 = 5,653 \text{ кВт,}$$

$$\text{де } R'_{\text{ЕК}} = \frac{\Delta P_{\text{К}} \cdot U_{\text{H}}^2}{N \cdot S_{\text{Т.Н}}^2} = \frac{7,6 \cdot 10^2}{8 \cdot 630^2} = 0,000239 \text{ кОм,}$$

Втрати активної потужності при передачі реактивної потужності через трансформатори 250 кВА:

$$\Delta P_{\text{ТП}} = \frac{Q_{\text{П}}^2}{U_{\text{H}}^2} \cdot R'_{\text{ЕК}} = \frac{12,2^2}{10^2} \cdot 0,00296 = 0,004 \text{ кВт,}$$

$$\text{де } R'_{\text{ЕК}} = \frac{\Delta P_{\text{К}} \cdot U_{\text{H}}^2}{N \cdot S_{\text{Т.Н}}^2} = \frac{3,7 \cdot 10^2}{2 \cdot 250^2} = 0,00296 \text{ кОм.}$$

Вартість низьковольтних та високовольтних конденсаторних батарей:

$$K_{\text{KH}} = \sum_{i=1}^n N_{\text{KH}i} \cdot K_{\text{ККУ0,4i}} = 2 \cdot 76120 + 4 \cdot 76120 + 4 \cdot 49650 = 655320 \text{ грн.}$$

де 76120 грн. – вартість комплектної конденсаторної установки 166 кВар;

						Арк.
Вим.	Арк.	№ документа	Підпис	Дата		35

76120 грн. – вартість комплектної конденсаторної установки 150 кВар;

49650 грн. – вартість комплектної конденсаторної установки 50 кВар.

$$K_{KB} = \sum_{i=1}^n N_{KBi} \cdot K_{KKY10i} = 2 \cdot 112920 = 225840 \text{ грн.}$$

де 112920 грн. – вартість комплектної конденсаторної установки 450 кВар;

N_{KH} ; N_{KB} – кількість комплектних конденсаторних установок.

Вартість КТП з трансформаторами на 630 і 250 кВА:

$$K_{KTP} = N_{KTP-1} \cdot K_{KTP-1} + N_{KTP-2} \cdot K_{KTP-2} = 4 \cdot 1782900 + 2 \cdot 676900 = 8485400 \text{ грн.},$$

де N_{KTP-1} ; N_{KTP-2} – кількість одно та двох трансформаторних КТП;

K_{KTP-1} ; K_{KTP-2} – вартість одно та двох трансформаторних КТП.

Розрахункові витрати на компенсацію реактивної потужності:

$$Z = E_H \cdot (K_{KH} + K_{KB} + K_{KTP}) + (\Delta P_{KH} + \Delta P_{KB} + \Delta P_{KTP}) \cdot C_0 \cdot \tau = \\ = 0,12(655320 + 225840 + 8485400) + (5,094 + 2,25 + 5,657)6,56 \cdot 2886 = 1370124 \text{ грн.}$$

Варіант II. Кількість трансформаторів на 630 кВА $N = N_0 = 8$, на 250 кВА $N = 3$.

Q_{Π} для трансформаторів 630 кВА:

$$Q_{\Pi} = \sqrt{(N \cdot K_3 \cdot S_{H.T.})^2 - P_H^2} = \sqrt{(8 \cdot 0,7 \cdot 630)^2 - 2756,58^2} = 2202 \text{ кВар},$$

для трансформаторів 250 кВА:

$$Q_{\Pi} = \sqrt{(N \cdot K_3 \cdot S_{H.T.})^2 - P_H^2} = \sqrt{(3 \cdot 0,7 \cdot 250)^2 - 363,28^2} = 379 \text{ кВар.}$$

Q_{KH} для ТП 630 кВА:

$$Q_{KH} = \sum Q_H - Q_{\Pi} = 2386,8 - 2202 = 184,8 \text{ кВар.}$$

Приймаємо $Q_{KH} = 800$ кВар, згідно з табл. 4.2.

$$Q_{\Pi} = \sum Q_H - Q_{KH} = 2386,8 - 800 = 1536,8 \text{ кВар.}$$

Q_{KH} для ТП 250 кВА:

$$Q_{KH} = \sum Q_H - Q_{\Pi} = 344,2 - 379 = 0 \text{ кВар.}$$

$$Q_{\Pi} = \sum Q_H - Q_{KH} = 344,2 - 0 = 344,2 \text{ кВар.}$$

$$Q_{KB} = Q_p - \sum Q_{KH} - Q_e = 2421,3 - 800 - 381,7 = 1239,6 \text{ кВар.}$$

Приймаємо: $Q_{KB} = 1350$ кВар.

Уточнюємо значення Q_e :

$$Q_e = Q_p - Q_{KH} - Q_{KB} = 2421,3 - 800 - 1350 = 271,3 \text{ кВар.}$$

						Арк.
Вим.	Арк.	№ документа	Підпис	Дата		36

$$\Delta P_{KH} = \Delta P_{ПИТ}^{KH} \cdot Q_{KH} = 0,0045 \cdot 800 = 3,6 \text{ кВт},$$

$$\Delta P_{KB} = \Delta P_{ПИТ}^{KB} \cdot Q_{KB} = 0,0025 \cdot 1350 = 3,375 \text{ кВт}.$$

$\Delta P_{ТП}$ в трансформаторах 630 кВА:

$$\Delta P_{ТП} = \frac{Q_{П}^2}{U_H^2} \cdot R'_{ЕК} = \frac{1536,8^2}{10^2} \cdot 0,000239 = 5,653 \text{ кВт},$$

$$\text{де } R'_{ЕК} = \frac{\Delta P_K \cdot U_H^2}{N \cdot S_{Т.Н}^2} = \frac{7,6 \cdot 10^2}{8 \cdot 630^2} = 0,000239 \text{ кОм}.$$

$\Delta P_{ТП}$ в трансформаторах 250 кВА:

$$\Delta P_{ТП} = \frac{Q_{П}^2}{U_H^2} \cdot R'_{ЕК} = \frac{344,2^2}{10^2} \cdot 0,00197 = 2,338 \text{ кВт},$$

$$\text{де } R'_{ЕК} = \frac{\Delta P_K \cdot U_H^2}{N \cdot S_{Т.Н}^2} = \frac{3,7 \cdot 10^2}{3 \cdot 250^2} = 0,00197 \text{ кОм}.$$

$$K_{KH} = \sum_{i=1}^n N_{KH_i} \cdot K_{KKУ0,4i} = 4 \cdot 76120 + 4 \cdot 49650 = 503080 \text{ грн},$$

$$K_{KB} = \sum_{i=1}^n N_{KB_i} \cdot K_{KKУ10i} = 1 \cdot 112920 + 1 \cdot 168490 = 281410 \text{ грн}.$$

де 168490 грн. – вартість комплектної конденсаторної установки 900 кВар.

$$K_{КТП} = N_{КТП-1} \cdot K_{КТП-1} + N_{КТП-2} \cdot K_{КТП-2} = 4 \cdot 1782900 + 2 \cdot 676900 + 1 \cdot 294700 = 8780100 \text{ грн.},$$

$$\begin{aligned} Z &= E_H \cdot (K_{KH} + K_{KB} + K_{КТП}) + (\Delta P_{KH} + \Delta P_{KB} + \Delta P_{КТП}) \cdot C_0 \cdot \tau = \\ &= 0,12(503080 + 281410 + 8780100) + (3,6 + 3,375 + 5,653 + 2,338) \cdot 6,56 \cdot 2886 = \\ &= 1431089 \text{ грн}. \end{aligned}$$

Варіант III. Кількість трансформаторів на 630 кВА $N = 9$, на 250 кВА $N = 3$.

Q_{KH} для ТП 630 кВА:

$$Q_{П} = \sqrt{(N \cdot K_3 \cdot S_{H.Т.})^2 - P_H^2} = \sqrt{(9 \cdot 0,7 \cdot 630)^2 - 2756,58^2} = 2855 \text{ кВар},$$

для трансформаторів 250 кВА:

$$Q_{П} = \sqrt{(N \cdot K_3 \cdot S_{H.Т.})^2 - P_H^2} = \sqrt{(3 \cdot 0,7 \cdot 250)^2 - 363,28^2} = 379 \text{ кВар}.$$

Q_{KH} для ТП 630 кВА:

$$Q_{KH} = \sum Q_H - Q_{П} = 2386,8 - 2855 = 0 \text{ кВар}.$$

						Арк.
Вим.	Арк.	№ документа	Підпис	Дата		37

Приймаємо $Q_{KH} = 200$ кВар, згідно з табл. 4.2.

Уточнюємо значення Q_{Π} :

$$Q_{\Pi} = \Sigma Q_H - Q_{KH} = 2386,8 - 200 = 2186,8 \text{ кВар.}$$

Q_{KH} для ТП 250 кВА:

$$Q_{KH} = \Sigma Q_H - Q_{\Pi} = 344,2 - 379 = 0 \text{ кВар.}$$

$$Q_{\Pi} = \Sigma Q_H - Q_{KH} = 344,2 - 0 = 344,2 \text{ кВар.}$$

$$Q_{KB} = Q_p - \Sigma Q_{KH} - Q_e = 2421,3 - 200 - 381,7 = 1839,6 \text{ кВар}$$

Приймаємо: $Q_{KB} = 1800$ кВар.

Уточнюємо значення Q_e

$$Q_e = Q_p - Q_{KH} - Q_{KB} = 2421,3 - 200 - 1800 = 421,3 \text{ кВар.}$$

$$\Delta P_{KH} = \Delta P_{\Pi T}^{KH} \cdot Q_{KH} = 0,0045 \cdot 200 = 0,9 \text{ кВт,}$$

$$\Delta P_{KB} = \Delta P_{\Pi T}^{KB} \cdot Q_{KB} = 0,0025 \cdot 1800 = 4,5 \text{ кВт,}$$

$\Delta P_{\Pi T}$ в трансформаторах 630 кВА:

$$\Delta P_{\Pi T} = \frac{Q_{\Pi}^2}{U_H^2} \cdot R_{EK}' = \frac{2186,8^2}{10^2} \cdot 0,000213 = 10,18 \text{ кВт,}$$

$$\text{де } R_{EK}' = \frac{\Delta P_K \cdot U_H^2}{N \cdot S_{T.H}^2} = \frac{7,6 \cdot 10^2}{9 \cdot 630^2} = 0,000213 \text{ кОм}$$

$\Delta P_{\Pi T}$ в трансформаторах 250 кВА:

$$\Delta P_{\Pi T} = \frac{Q_{\Pi}^2}{U_H^2} \cdot R_{EK}' = \frac{344,2^2}{10^2} \cdot 0,00197 = 2,338 \text{ кВт,}$$

$$\text{де } R_{EK}' = \frac{\Delta P_K \cdot U_H^2}{N \cdot S_{T.H}^2} = \frac{3,7 \cdot 10^2}{3 \cdot 250^2} = 0,00197 \text{ кОм.}$$

$$K_{KH} = \sum_{i=1}^n N_{KH i} \cdot K_{KKY0,4i} = 4 \cdot 49650 = 198600 \text{ грн.}$$

$$K_{KB} = \sum_{i=1}^n N_{KB i} \cdot K_{KKY10i} = 2 \cdot 168490 = 336980 \text{ грн.}$$

$$K_{KT\Pi} = N_{KT\Pi-1} \cdot K_{KT\Pi-1} + N_{KT\Pi-2} \cdot K_{KT\Pi-2} = 4 \cdot 1782900 + 1 \cdot 919800 + 2 \cdot 676900 + 1 \cdot 294700 = 9699900 \text{ грн.,}$$

$$\begin{aligned} Z &= E_H \cdot (K_{KH} + K_{KB} + K_{KT\Pi}) + (\Delta P_{KH} + \Delta P_{KB} + \Delta P_{KT\Pi}) \cdot C_0 \cdot \tau = \\ &= 0,12(198600+336980+9699900)+(0,9+4,5+10,18+2,338) 6,56 \cdot 2886 = \end{aligned}$$

						Арк.
Вим.	Арк.	№ документа	Підпис	Дата		38

$$= 1567484 \text{ грн.}$$

Результати розрахунку балансу реактивної потужності по варіантам наведені в табл. 4.1.

Таблиця 4.1. Баланс РП агропромислових споживачів смт. Голованівськ по варіантам

Показники	Варіант установки ТП		
	I	II	III
Потужність КП 0,4 кВ, кВар	1132	800	200
Потужність КП 10 кВ, кВар	900	1350	1800
Споживання РП з енергосистеми, кВар	389,3	271,3	421,3
Всього за умовами балансу, кВар	2421,3	2421,3	2421,3

В результаті проведених розрахунків визначено, що витрати по варіантах складають:

$$Z_1 = 1370124 \text{ грн.}$$

$$Z_2 = 1431089 \text{ грн.}$$

$$Z_3 = 1567484 \text{ грн.}$$

Отже, остаточно приймаємо варіант I.

4.2. Вибір кількості, потужності та місць розташування компенсуючих пристроїв

Вибір кількості, потужності та місць розташування компенсуючих пристроїв будемо проводити за методикою наведеною в [1, 9].

Для ТП -1 знайдемо потужність, що можна передати через трансформатори:

$$Q_{\Pi} = \sqrt{(NK_3 S_{н.т.}) - P_p^2} = \sqrt{(4 \cdot 0,7 \cdot 630)^2 - 1580,6^2} = 783,2 \text{ кВар,}$$

$$Q_{KH} = Q_p - Q_{\Pi} = 1339,2 - 783,2 = 556 \text{ кВар.}$$

Приймаємо стандартну потужністю $Q_{нб} = 150 \text{ кВар}$ в кількості по $N = 4$ шт. Розрахунки для інших ТП є подібними, а результати по трьом варіантам наведені в табл. 4.2.

Таблиця 4.2 Вибір потужності, кількості та місця розташування БК

№ ТП	N _{тр}	P _p , кВт	Q _p , кВар	Q _п , кВар	Q _{кп} , кВар	N _{БК}	Тип БК	ΣQ _{БК} , кВар	K _з	S _p , кВА
Варіант 1 ТП 630 кВА N = 8, ТП 250 кВА N = 2										
ТП 1,2	4	1580,60	1339,20	783,2	556,0	4	УКМ58-0,4-150	600	0,69	1744,91
ТП 3	2	602,80	536,60	643,9	-107,3	2	УКМ58-0,4-50	100	0,59	744,30
ТП 4	2	363,30	344,20	0,0	344,2	2	УКМ58-0,4-166	332	0,73	363,50
ТП 5	2	573,30	511,00	670,3	-159,3	2	УКМ58-0,4-50	100	0,56	705,40
Варіант 2 ТП 630 кВА N = 8, ТП 250 кВА N = 3										
ТП 1,2	4	1580,60	1339,20	783,2	556,0	4	УКМ58-0,4-150	600	0,69	1744,91
ТП 3	2	602,80	536,60	643,9	-107,3	2	УКМ58-0,4-50	100	0,59	744,30
ТП 4,5	3	363,30	344,20	379,0	-34,8	-	-	0	0,67	500,46
ТП 6	2	573,30	511,00	670,3	-159,3	2	УКМ58-0,4-50	100	0,56	705,40
Варіант 3 ТП 630 кВА N = 9, ТП 250 кВА N = 3										
ТП 1,2,3	5	1580,60	1339,20	1537,4	-198,2	-	-	0	0,66	2071,65
ТП 4	2	602,80	536,60	643,9	-107,3	2	УКМ58-0,4-50	100	0,59	744,30
ТП 5,6	3	363,30	344,20	379,0	-34,8	-	-	0	0,67	500,46
ТП 7	2	573,30	511,00	670,3	-159,3	2	УКМ58-0,4-50	100	0,56	705,40

4.3. Вибір закону регулювання і системи автоматичного керування компенсуючих пристроїв

Для забезпечення оптимальних режимів економії в системі електропостачання з нерівномірним графіком добового споживання потужності, доцільним є регулювання потужності компенсуючих пристроїв. Якщо використовуються синхронні компенсатори або синхронні двигуни, їх режими керуються плавним регулюванням збудження. Регулювання генерованої конденсаторами реактивної потужності відбувається шляхом ділення батарей на секції. Більша кількість секцій поліпшує регулювання, але збільшує капітальні витрати на встановлення перемикачів та захисної апаратури.

										Арк.
Вим.	Арк.	№ документа	Підпис	Дата						40

Параметри регулювання включають напругу, струм навантаження, реактивне навантаження та інші величини. Автоматичне регулювання потужності по напрузі використовується залежно від відхилення напруги в точці мережі, яку розглядають, і використовується, коли необхідно одночасно регулювати напругу. Автоматичне регулювання потужності конденсаторних установок по струму навантаження використовується для споживачів з різкозмінним графіком реактивного споживання.

Найпростішим і досить ефективним способом є регулювання за часом. У цьому випадку режим роботи системи електропостачання повинен бути передбачений наперед.

Ступінчасте регулювання потужності конденсаторних установок має деякі недоліки: недостатня або надмірна компенсація реактивної потужності і збільшення капітальних витрат на встановлення додаткової відключальної апаратури. Ступінчасте регулювання батареї конденсаторів може бути виконане як вручну, так і автоматично.

Для регулювання потужності конденсаторних батарей на підприємстві вибирають найпростіший і достатньо ефективний метод регулювання за часом доби. Графіки добового навантаження промислового підприємства змінюються незначно, тому можна точно визначити час включення та відключення конденсаторних батарей.

Регулювання реактивної потужності на комбінаті здійснюється з урахуванням особливостей графіка реактивного споживання. Високовольтні і низьковольтні батареї постійно увімкнені, а регулювання відбувається лише шляхом відключення частини низьковольтних батарей під час вихідних.

Для розрахунку роботи компенсуючих пристроїв можна використовувати Microsoft Excel XP. Результати розрахунку наведені нижче.

Розрахункова активна потужність по заводу	$P_p = 2545$	кВт
Розрахункова реактивна потужність по заводу без КП	$Q_p = 2421$	квар
Сумарна потужність КП на стороні 0,4 кВ	$Q_{кн} = 1132$	квар
Сумарна потужність КП на стороні 10 кВ	$Q_{кв} = 900$	квар

						Арк.
Вим.	Арк.	№ документа	Підпис	Дата		41

Потужність КП встановлених на АД
Потужність КП встановлених пічах
Максимальна реактивна потужність, що
генерується СД

Q_{кп.дв.} = 0 квар
Q_{кп.під.} = 0 квар
Q_{мах.сд} = 0 квар

Таблиця 4.3. Вихідні дані для розрахунку режимів роботи компенсуючих пристроїв

	%		Зима		Літо		%		Зима		Літо	
	робочий	вихідний	робочий	вихідний	робочий	вихідний	робочий	вихідний	робочий	вихідний	робочий	вихідний
	Рр, %	Рв, %	Рзр	Рзв	Рлр	Рлв	Qр, %	Qв, %	Qзр	Qзв	Qлр	Qлв
1	23	35	585	891	497	757	54	54	1308	1308	1111	1111
2	22	32	560	814	476	692	52	50	1259	1211	1070	1029
3	22	31	560	789	476	671	52	50	1259	1211	1070	1029
4	21	31	534	789	454	671	50	50	1211	1211	1029	1029
5	27	31	687	789	584	671	68	50	1646	1211	1400	1029
6	36	32	916	814	779	692	72	50	1743	1211	1482	1029
7	57	35	1450	891	1233	757	86	54	2082	1308	1770	1111
8	66	38	1680	967	1428	822	92	57	2228	1380	1893	1173
9	100	39	2545	992	2163	844	100	56	2421	1356	2058	1153
10	86	36	2188	916	1860	779	98	53	2373	1283	2017	1091
11	70	34	1781	865	1514	735	94	51	2276	1235	1935	1050
12	69	35	1756	891	1492	757	92	52	2228	1259	1893	1070
13	51	35	1298	891	1103	757	75	52	1816	1259	1544	1070
14	53	35	1349	891	1146	757	77	52	1864	1259	1585	1070
15	53	34	1349	865	1146	735	77	51	1864	1235	1585	1050
16	56	34	1425	865	1211	735	80	51	1937	1235	1646	1050
17	74	34	1883	865	1601	735	95	51	2300	1235	1955	1050
18	69	36	1756	916	1492	779	88	53	2131	1283	1811	1091
19	62	38	1578	967	1341	822	78	56	1889	1356	1605	1153
20	55	47	1400	1196	1190	1017	84	64	2034	1550	1729	1317
21	32	55	814	1400	692	1190	70	73	1695	1768	1441	1502
22	30	56	763	1425	649	1211	68	75	1646	1816	1400	1544
23	25	53	636	1349	541	1146	60	71	1453	1719	1235	1461
24	23	45	585	1145	497	973	54	64	1308	1550	1111	1317
Енергія за добу			30078	23182	25567	19705			43971	32445	37375	27579

Таблиця 4.4. Результати розрахунку режимів роботи компенсуючих пристроїв

	Зима									
	робоча доба					вихідна доба				
	Q _{кн} , кВар	Q _{кв} , кВар	Q _{кп.рег} , кВар	Q _{ес} , кВар	tgj	Q _{кн} , кВар	Q _{кв} , кВар	Q _{кп.рег} , кВар	Q _{ес} , кВар	tgj
1	400	900	1300	8	0,013	400	900	1300	8	0,006
2	350	900	1250	9	0,016	300	900	1200	11	0,009
3	350	900	1250	9	0,016	300	900	1200	11	0,009
4	300	900	1200	11	0,020	300	900	1200	11	0,009
5	700	900	1600	46	0,068	300	900	1200	11	0,009
6	832	900	1732	11	0,012	300	900	1200	11	0,009
7	1132	900	2032	50	0,035	400	900	1300	8	0,006
8	1132	900	2032	196	0,116	450	900	1350	30	0,022
9	1132	900	2032	389	0,153	450	900	1350	6	0,004
10	1132	900	2032	341	0,156	350	900	1250	33	0,026
11	1132	900	2032	244	0,137	300	900	1200	35	0,028
12	1132	900	2032	196	0,111	350	900	1250	9	0,007
13	882	900	1782	34	0,026	350	900	1250	9	0,007
14	882	900	1782	82	0,061	350	900	1250	9	0,007
15	932	900	1832	32	0,024	300	900	1200	35	0,028
16	1032	900	1932	5	0,004	300	900	1200	35	0,028
17	1132	900	2032	268	0,142	300	900	1200	35	0,028
18	1132	900	2032	99	0,056	350	900	1250	33	0,026
19	932	900	1832	57	0,036	450	900	1350	6	0,004
20	1132	900	2032	2	0,001	600	900	1500	50	0,032
21	700	900	1600	95	0,117	866	900	1766	2	0,001
22	700	900	1600	46	0,061	866	900	1766	50	0,028
23	550	900	1450	3	0,004	800	900	1700	19	0,011
24	400	900	1300	8	0,013	600	900	1500	50	0,032
				2241	0,0745				513	0,0221

	Літо									
	робоча доба					вихідна доба				
	Q _{кн} , кВар	Q _{кв} , кВар	Q _{кп.рег} , кВар	Q _{ес} , кВар	tgj	Q _{кн} , кВар	Q _{кв} , кВар	Q _{кп.рег} , кВар	Q _{ес} , кВар	tgj
1	200	900	1100	11	0,023	200	900	1100	11	0,015
2	150	900	1050	20	0,042	100	900	1000	29	0,042
3	150	900	1050	20	0,042	100	900	1000	29	0,043
4	100	900	1000	29	0,064	100	900	1000	29	0,043
5	466	900	1366	34	0,057	100	900	1000	29	0,043
6	550	900	1450	32	0,041	100	900	1000	29	0,042
7	850	900	1750	20	0,016	200	900	1100	11	0,015
8	966	900	1866	27	0,019	266	900	1166	7	0,009
9	1132	900	2032	26	0,012	250	900	1150	3	0,003
10	1082	900	1982	35	0,019	166	900	1066	25	0,032
11	966	900	1866	69	0,045	100	900	1000	50	0,067
12	966	900	1866	27	0,018	166	900	1066	4	0,006
13	600	900	1500	44	0,040	166	900	1066	4	0,006
14	650	900	1550	35	0,030	166	900	1066	4	0,006
15	650	900	1550	35	0,030	100	900	1000	50	0,067
16	700	900	1600	46	0,038	100	900	1000	50	0,067
17	966	900	1866	89	0,056	100	900	1000	50	0,067
18	866	900	1766	45	0,030	166	900	1066	25	0,032
19	700	900	1600	5	0,004	250	900	1150	3	0,003
20	766	900	1666	63	0,053	400	900	1300	17	0,017
21	500	900	1400	41	0,059	600	900	1500	2	0,002
22	466	900	1366	34	0,052	600	900	1500	44	0,036
23	300	900	1200	35	0,064	550	900	1450	11	0,010
24	200	900	1100	11	0,023	400	900	1300	17	0,018
				833	0,0326				533	0,0270

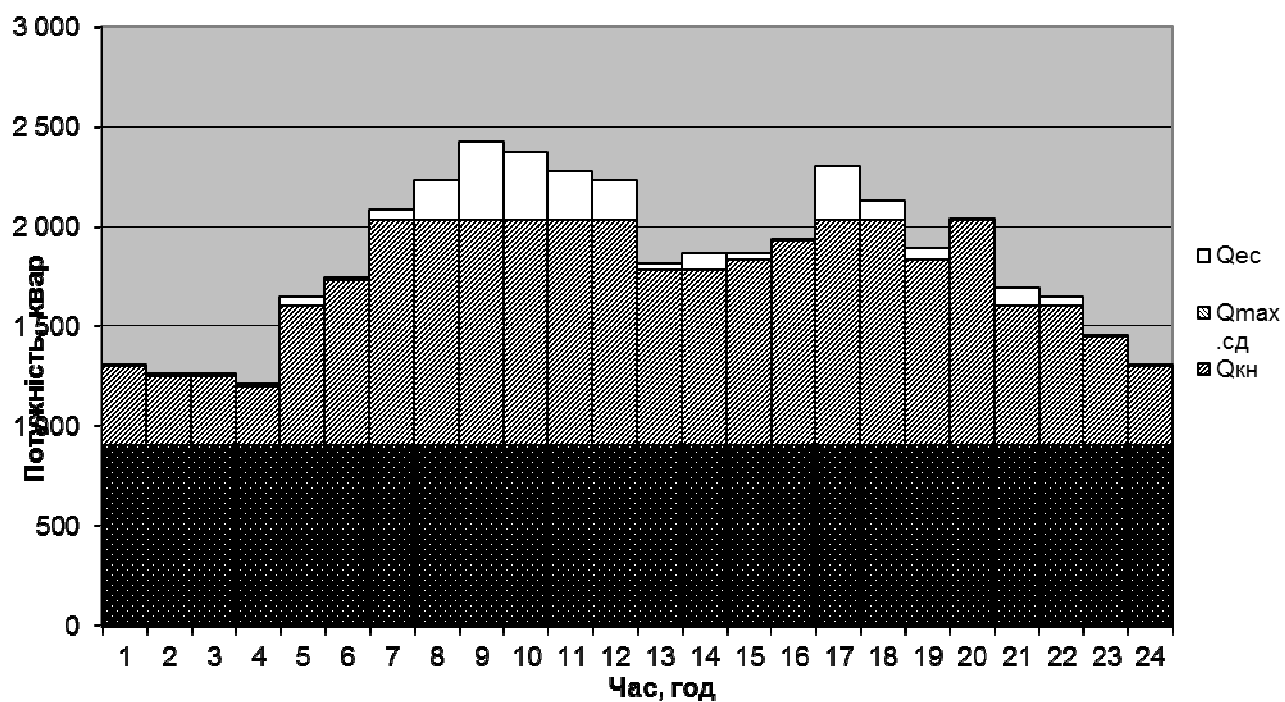


Рис. 4.1. Графік роботи компенсуючих пристроїв для зимової робочої доби.

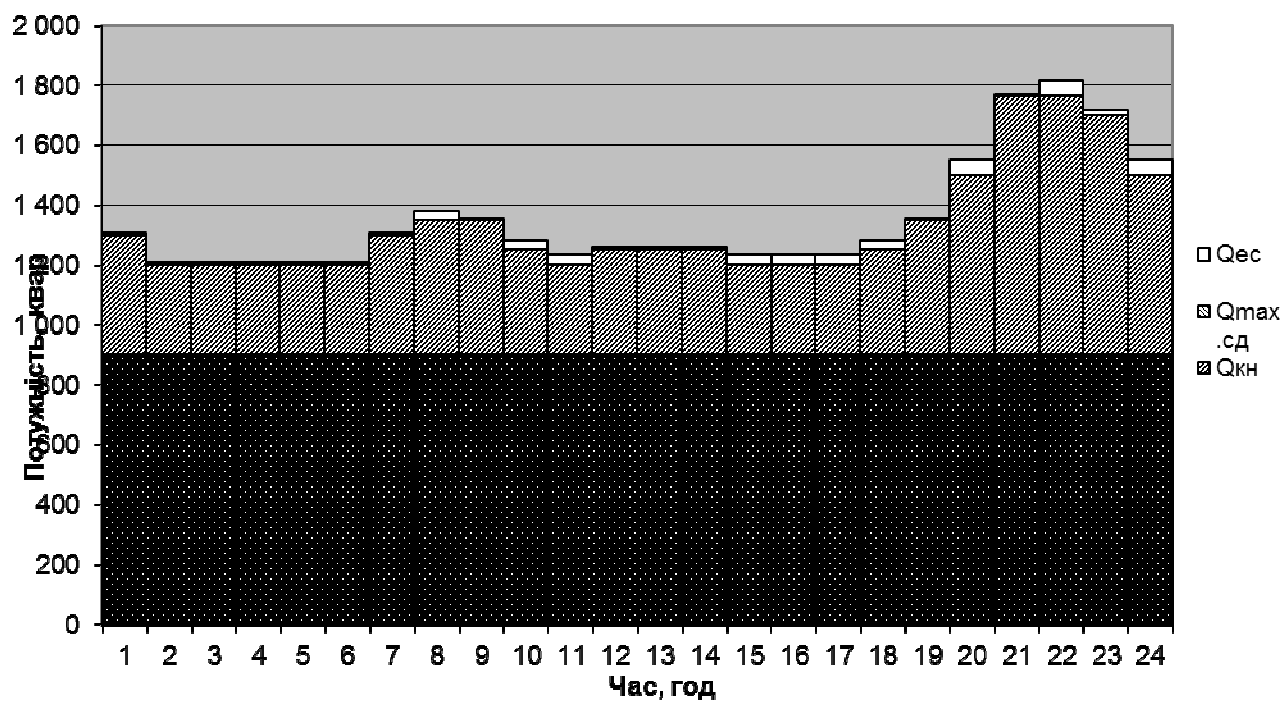


Рис. 4.2. Графік роботи компенсуючих пристроїв для зимової вихідної доби.

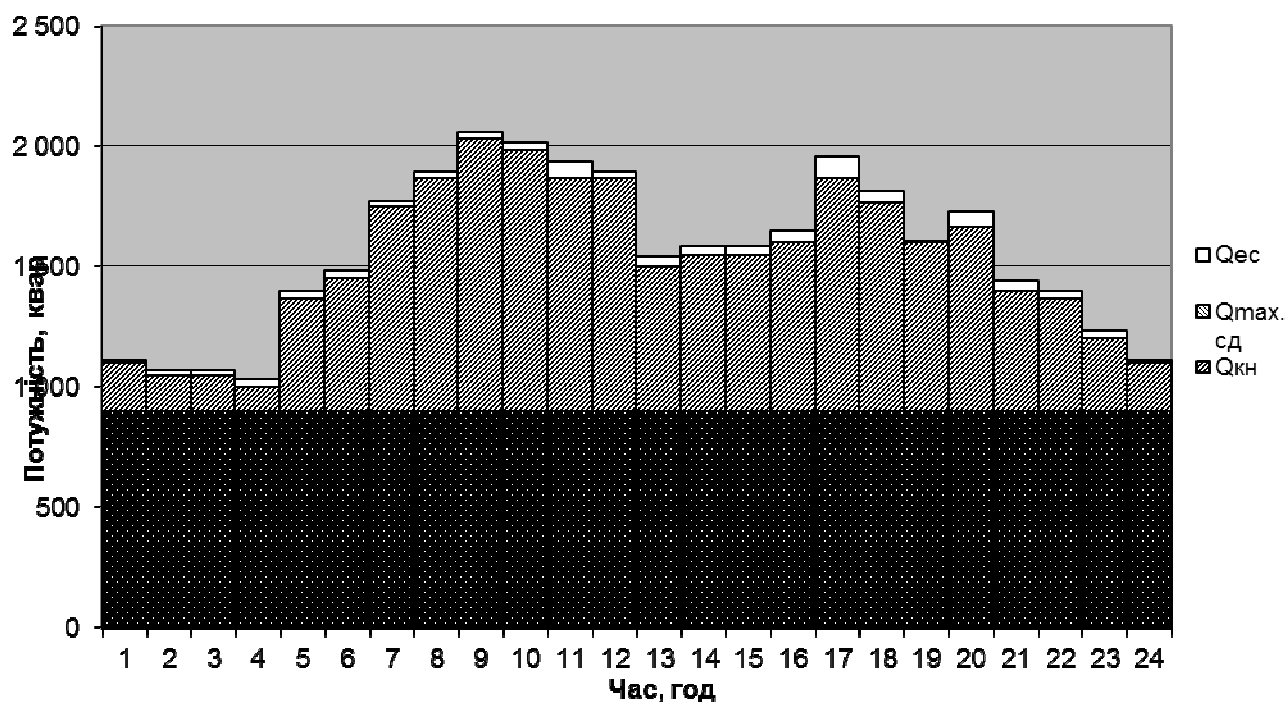


Рис. 4.3. Графік роботи компенсуючих пристроїв для літньої робочої доби.

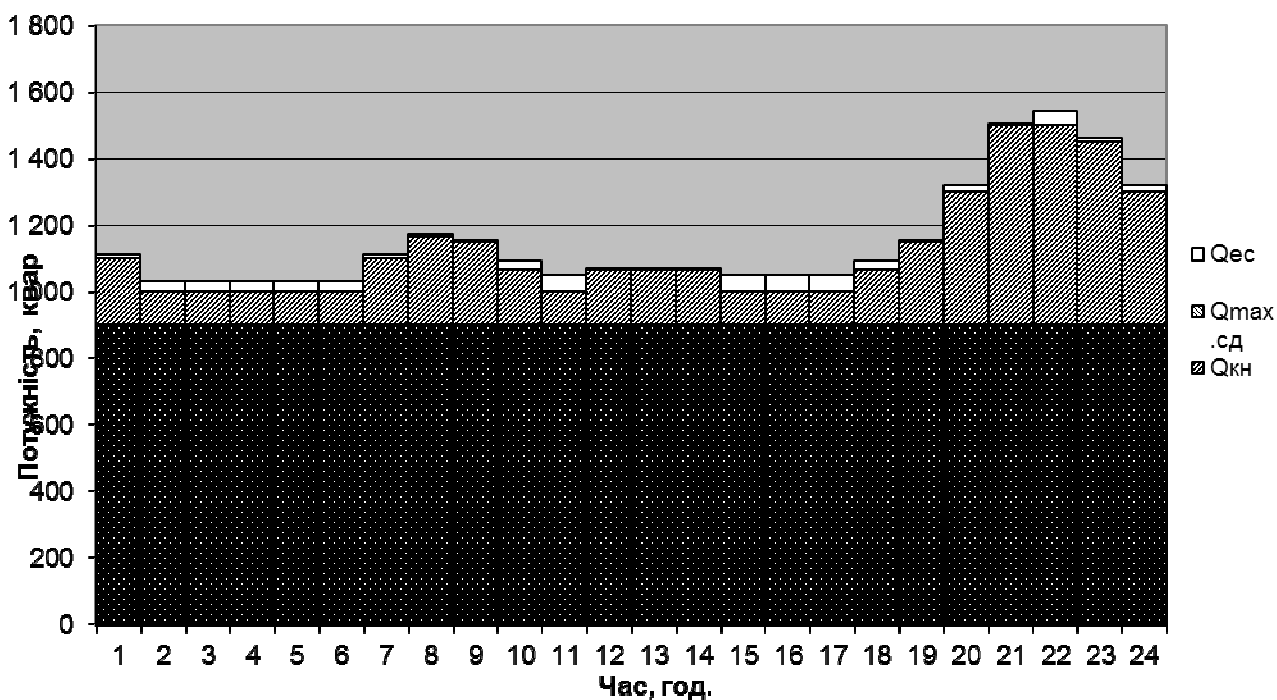


Рис. 4.4. Графік роботи компенсуючих пристроїв для літньої вихідної доби.

4.4. Розрахунок фактичного коефіцієнта потужності та плати за споживання реактивної енергії

Розрахунок фактичного коефіцієнта потужності та плати за споживання реактивної енергії будемо проводити за методикою наведеною в [1, 9].

Споживання активної та реактивної електроенергії за зимовий та літній періоди відповідно:

$$WP_3 = \sum_{i=1}^{24} P_{зр} \cdot 21 + \sum_{i=1}^{24} P_{зв} \cdot 9 = 30078 \cdot 21 + 23182 \cdot 9 = 840276 \text{ кВт} \cdot \text{год}$$

$$VQ_{сп}^3 = \sum_{i=1}^{24} Q_{р.сп}^3 \cdot 21 + \sum_{i=1}^{24} Q_{в.сп}^3 \cdot 9 = 2241 \cdot 21 + 513 \cdot 9 = 51678 \text{ кВар} \cdot \text{год}$$

$$WP_{л} = \sum_{i=1}^{24} P_{лр} \cdot 21 + \sum_{i=1}^{24} P_{лв} \cdot 10 = 25567 \cdot 21 + 19705 \cdot 10 = 733957 \text{ кВт} \cdot \text{год}$$

$$VQ_{сп}^л = \sum_{i=1}^{24} Q_{р.сп}^л \cdot 21 + \sum_{i=1}^{24} Q_{в.сп}^л \cdot 10 = 833 \cdot 21 + 533 \cdot 10 = 22823 \text{ кВар} \cdot \text{год}$$

$$\text{tg}\varphi_3 = \frac{VQ_{сп}^3}{WP_3} = \frac{51678}{840276} = 0,061 \quad \text{tg}\varphi_{л} = \frac{VQ_{сп}^л}{WP_{л}} = \frac{22823}{733957} = 0,031$$

Вважаємо, що генерація РП в мережу енергопостачальної організації відсутня. ЕЕРП для підприємства $D = 0,03 \text{ кВт/квар}$, тариф на електроенергію $T = 6,56 \text{ грн/кВт} \cdot \text{год}$.

Основна плата за споживання та генерацію реактивної електроенергії:
за зимовий період

$$\Pi_1 = \sum_{i=1}^n (WQ_{сп} + K \cdot WQ_{г}) \cdot D \cdot T = (51678 + 3 \cdot 0) \cdot 0,03 \cdot 6,56 = 10170,23 \text{ грн.}$$

Оскільки $\text{tg}\varphi = 0,061 < \text{tg}\varphi = 0,15$, то надбавка за недостатнє оснащення мережі підприємства засобами КРП не нараховується тому $\Pi_2 = 0$.

Повна плата за РП за зимовий період

$$\Pi = \Pi_1 + \Pi_2 = 10170,23 + 0 = 10170,23 \text{ грн.}$$

за літній період

$$\Pi_1 = \sum_{i=1}^n (WQ_{сп} + K \cdot WQ_{г}) \cdot D \cdot T = (22823 + 3 \cdot 0) \cdot 0,03 \cdot 6,56 = 4491,57 \text{ грн.}$$

Оскільки $\text{tg}\varphi = 0,031 < \text{tg}\varphi = 0,15$, то $\Pi_2 = 0$.

Повна плата за РП за літній період

$$\Pi = \Pi_1 + \Pi_2 = 4491,57 + 0 = 4491,57 \text{ грн.}$$

						Арк.
Вим.	Арк.	№ документа	Підпис	Дата		47

5. ВИБІР ОПТИМАЛЬНОЇ СХЕМИ ЕЛЕКТРОПОСТАЧАННЯ.

5.1. Вибір напруги та схеми зовнішнього електропостачання

Вибір напруги і схеми зовнішнього електропостачання будемо проводити техніко-економічним розрахунком за методикою наведеною в [1, 9]. У відповідності з можливими варіантами електропостачання району може здійснюватися від п/ст енергосистеми „Голованевськ” з двома класами напруги: 35 та 10 кВ (рис. 5.1).

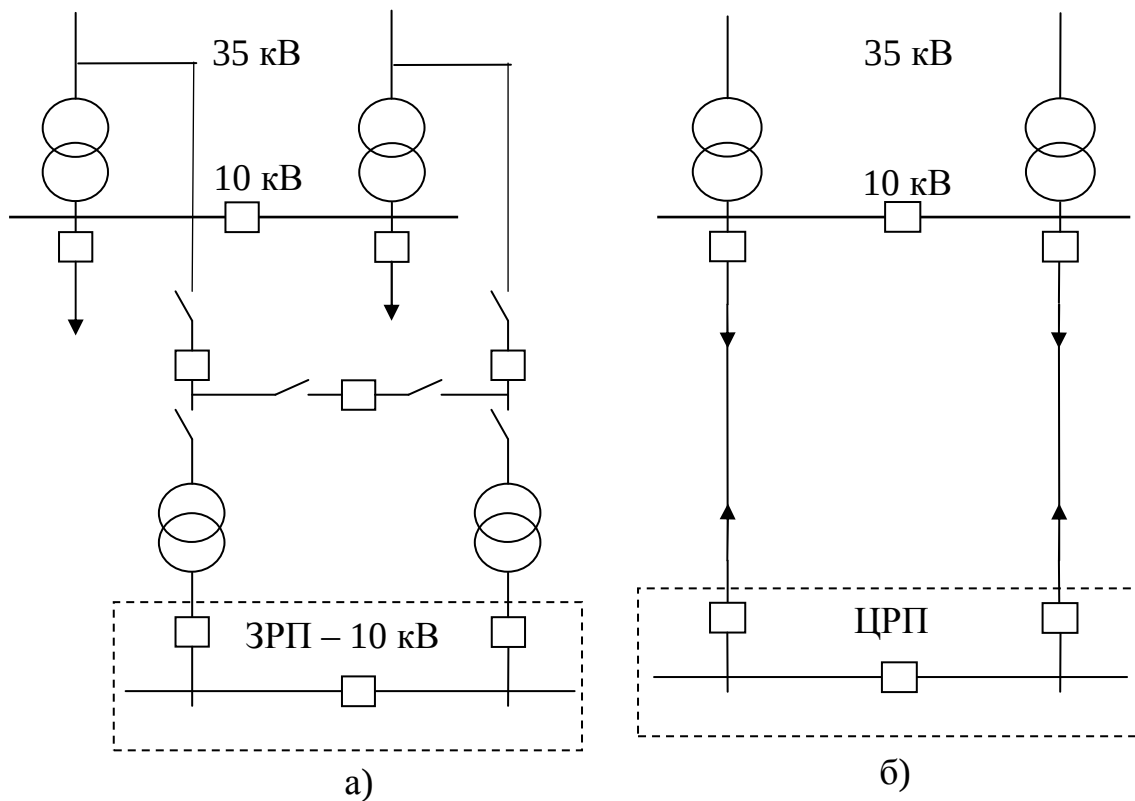


Рис. 5.1. Схеми зовнішнього електропостачання

Варіант №1. Живлення здійснюється напругою 10 кВ за схемою рис. 5.1 б.

Розрахунковий струм в КЛ

$$I_p = \frac{S_p}{\sqrt{3}U_H} = \frac{2574,3}{\sqrt{3} \cdot 10} = 148,6 \text{ А.}$$

Площа перерізу КЛ за економічною густиною струму:

$$F_{\text{ж}} = \frac{I_p}{j_{\text{ж}}} = \frac{148,6}{1,4} = 106,2 \text{ мм}^2,$$

де $j_{\text{ж}} = 1,4$ для кабелів з алюмінієвими жилами і при $T_M < 5000$ год [3].

Приймаємо до прокладання дві КЛ площею перерізу 70 мм² кожна, кабель марки ААБ (3×70) з тривалим допустимим струмовим навантаженням $I_d = 165\text{А}$, втратами потужності на 1 км $\Delta P_{1\text{км}} = 44\text{кВт}$ та вартістю $K_0 = 2,6 \cdot 40 = 104$ тис. грн. таблиця 26-2 [6]. Завантаження кабелю в нормальному режимі складе

$$K_3 = \frac{I_p}{2I_d} = \frac{148,6}{2 \cdot 165} = 0,45$$

При виході з ладу однієї лінії та, що залишається, працюючи з перевантаженням повинна забезпечити живлення навантаження $I = I_d \cdot K_{\text{АП}} \cdot K_{\text{пр}} = 165 \cdot 1,3 \cdot 1 = 214,5\text{А}$, де $K_{\text{АП}}$ – коефіцієнт аварійного перевантаження, $K_{\text{пр}}$ – коефіцієнт прокладки КЛ. Розрахунок показує, що в аварійному режимі живлення району не порушується. Втрати відповідно потужності ΔP та енергії $\Delta \mathcal{E}$ в КЛ

$$\Delta P_{\text{л}} = \Delta P_{1\text{км}} l_{\Sigma} K_3^2 = 44 \cdot 8 \cdot 0,45^2 = 71,28\text{кВт},$$

де l_{Σ} – сумарна довжина кабелю. ($l_{\Sigma} = 2l = 2 \cdot 4 = 8$ км, де $l = 4$ км – відстань від п/ст. „Голованевськ”).

$$\Delta \mathcal{E} = \Delta P_{\text{л}} \tau = 71,28 \cdot 2886 = 205714\text{кВт} \cdot \text{год}$$

де τ – час максимальних втрат.

Вартість втрат електроенергії (технологічні втрати)

$$C_{\text{ВТР}} = \Delta \mathcal{E} C_0 = 205714 \cdot 6,56 = 1349484 \text{ грн.}$$

Варіант №2. Живлення здійснюється напругою 35 кВ за схемою показаною на рис. 5.1.а.

Розрахунковий струм в ПЛ

$$I_p = \frac{S_p}{\sqrt{3}U_H} = \frac{2574,3}{\sqrt{3} \cdot 35} = 42,5\text{А}$$

Площа перерізу проводів ПЛ, що обирається за економічною густиною струму:

$$F_{\text{э}} = \frac{I_p}{j_{\text{э}}} = \frac{42,5}{1,1} = 38,6\text{мм}^2$$

Приймаємо двох цепну ЛЕП з проводами АС площею перерізу 70 мм².

						Арк.
Вим.	Арк.	№ документа	Підпис	Дата		49

Параметри на один ланцюг: $\Delta P_{\text{ікм}} = 125 \text{ кВт/км}$, $I_{\text{д}} = 265 \text{ А}$, $K_0 = 10,7 \cdot 40 = 428$ тис. грн.

Завантаження ПЛ в нормальному режимі (на два ланцюги)

$$K_3 = \frac{I_{\text{р}}}{2I_{\text{д}}} = \frac{42,5}{2 \cdot 265} = 0,08$$

На ГЗП передбачається встановлення двох трансформаторів потужністю $S_{\text{н}} = 2500 \text{ кВА}$ кожен, напругою 35/10 кВ: $I_{\text{х}} = 1,1\%$ $\Delta P_{\text{х}} = 5,1 \text{ кВт}$, $\Delta P_{\text{к}} = 23,5 \text{ кВт}$, $U_{\text{к}} = 6,5 \%$ [1]. Завантаження трансформаторів в нормальному режимі

$$K_3 = \frac{S_{\text{р}}}{2S_{\text{н}}} = \frac{2574,3}{2 \cdot 2500} = 0,515$$

При відключенні одного трансформатора ГЗП, той що залишився в роботі, буде працювати з аварійним перевантаженням, та повинен забезпечувати живлення навантаження

$$S = 1,4S_{\text{н}} = 1,4 \cdot 2500 = 3500 \text{ кВА..}$$

Втрати електроенергії в ПЛ

$$\Delta P_{\text{л}} = \Delta P_{\text{ікм}} l_{\Sigma} K_3^2 = 125 \cdot 8 \cdot 0,08^2 = 6,4 \text{ кВт},$$

$$\Delta \mathcal{E}_{\text{л}} = \Delta P_{\text{л}} \tau = 6,4 \cdot 2886 = 18470,4 \text{ кВт} \cdot \text{год}.$$

Втрати електроенергії в трансформаторах ГЗП

$$\Delta \mathcal{E}_{\text{тр}} = 2(\Delta P_{\text{х}} t_{\text{вкл}} + \Delta P_{\text{к}} K_3^2 \tau) = 2(5,1 \cdot 8760 + 23,5 \cdot 2886 \cdot 0,515^2) = 125327,6 \text{ кВт} \cdot \text{год}.$$

Сумарні втрати електроенергії (технологічні втрати)

$$\Delta \mathcal{E} = \Delta \mathcal{E}_{\text{л}} + \Delta \mathcal{E}_{\text{тр}} = 18470,4 + 125327,6 = 143798 \text{ кВт} \cdot \text{год}.$$

Вартість втрат електроенергії

$$C_{\text{втр}} = \Delta \mathcal{E} C_0 = 143798 \cdot 5,29 = 760691 \text{ грн}.$$

Розрахунок витрат проведений в табличній формі (табл. 5.1.1-5.1.3).

Розрахунок ймовірного збитку від перерви в електропостачанні.

Варіант №1. Розрахункова схема одного ланцюга живлення містить вимикач 10 кВ та КЛ довжиною 4 км.

$$\lambda = \sum_{i=1}^n \lambda_i = 0,01 + 4 \cdot 0,08 = 0,33 \frac{1}{\text{рік}}$$

						Арк.
Вим.	Арк.	№ документа	Підпис	Дата		50

Таблиця 5.1.1. Розрахунок капітальних вкладень.

№ вар.	Назва елементу схеми	Од.	К-ть	Вартість тис. грн.	Всього тис. грн.
I	Шафи КРУ ТЕМ з вимикачами ВВ ТЕМ додатково встановлені на п/ст системи	шт.	2	200	400
	Кабель ААБ	км	8	104	832
	Траншея	км	4	100	400
	Всього				1632
II	ЛЕП 35 кВ на З/Б опорах	км	4	428	1712
	КТБП 35/10 кВ	К-КТ	1	4000	4000
	Всього				5712

Таблиця 5.1.2. Розрахунок поточних витрат.

№ вар.	Назва елемента схеми	K _j тис. грн.	P _{aj} %	C _{aj} тис. грн.	P _{эj} %	C _{эj} тис. грн.	C _j тис. грн.
I	Кабельна лінія з урахуванням траншеї	832	5	41,6	2	16,64	58,24
	Шафи КРУ з вимикачами	400	15	60	3	12	72
	Всього						130,24
II	ЛЕП 35 кВ	1712	5	85,6	0,14	2,4	87,997
	КТБП 35/10 кВ	4000	15	600	3	120	720
	Всього						808

Середній час на відновлення одного ланцюга

$$T_B = \frac{\sum \lambda_i \cdot T_{B_i}}{\lambda} = \frac{0,01 \cdot 1,1 \cdot 10^{-3} + 0,32 \cdot 7 \cdot 10^{-3}}{0,33} = 6,8 \cdot 10^{-3} \frac{\text{год}}{\text{рік}}$$

Коефіцієнт планового простою одного ланцюга

$$K_{\Pi} = 1,2 \cdot K_{\Pi_{\max}} = 1,2 \cdot 2 \cdot 10^{-3} = 2,4 \cdot 10^{-3}.$$

Коефіцієнт аварійного простою одного ланцюга

$$K_a = \lambda \cdot T_B = 0,33 \cdot 6,8 \cdot 10^{-3} = 2,24 \cdot 10^{-3}.$$

Коефіцієнт аварійного простою коли один ланцюг відімкнений для планового ремонту і в цей час другий відключається із-за пошкодження

$$K_{\text{ап}} = 0,5 \cdot \lambda \cdot K_{\Pi}^2 = 0,5 \cdot 0,33 \cdot (2,4 \cdot 10^{-3})^2 = 0,95 \cdot 10^{-6}.$$

Коефіцієнт аварійного простою двох ліній

$$K_a^{(2)} = K_a^2 + 2 \cdot K_{\text{ап}} = (2,24 \cdot 10^{-3})^2 + 2 \cdot 0,95 \cdot 10^{-6} = 6,92 \cdot 10^{-6}.$$

Середньорічний час аварійного простою

							Арк.
Вим.	Арк.	№ документа	Підпис	Дата			51

$$T_a = K_a^{(2)} \cdot 8760 = 6,92 \cdot 10^{-6} \cdot 8760 = 0,06 \text{ год}$$

Середньорічне активне навантаження підприємства

$$P_{cp} = \frac{2544,7 \cdot 4784}{8760} = 1389,7 \text{ кВт.}$$

Збиток від аварійного недовипуску 1 кВт·год електроенергії при $Y_o = 100$ грн. становить

$$Y = Y_o \cdot P_{cp} \cdot T_a = 100 \cdot 1389,7 \cdot 0,06 = 8,3 \text{ тис. грн.}$$

Варіант №2. Розрахункова схема одного ланцюга живлення містить повітряну лінію 35 кВ довжиною 4 км, вимикач 35 кВ і трансформатор 35/10 кВ.

$$\lambda = \sum_{i=1}^n \lambda_i = 0,011 \cdot 4 + 0,01 + 0,01 = 0,064 \frac{1}{\text{рік}}$$

Середній час відновлення одного ланцюга

$$T_B = \frac{\sum \lambda_i \cdot T_{B_i}}{\lambda} = \frac{0,044 \cdot 0,8 \cdot 10^{-3} + 0,01 \cdot 1,3 \cdot 10^{-3} + 0,01 \cdot 45 \cdot 10^{-3}}{0,064} = 7,78 \cdot 10^{-3} \frac{\text{год}}{\text{рік}}$$

Коефіцієнт планового простою одного ланцюга

$$K_{п} = 1,2 \cdot K_{пmax} = 1,2 \cdot 6 \cdot 10^{-3} = 7,2 \cdot 10^{-3}.$$

Коефіцієнт аварійного простою одного ланцюга

$$K_a = \lambda \cdot T_B = 0,064 \cdot 7,78 \cdot 10^{-3} = 0,498 \cdot 10^{-3}.$$

Коефіцієнт аварійного простою коли один ланцюг відімкнений для планового ремонту і в цей час другий відключається із-за пошкодження

$$K_{ап} = 0,5 \cdot \lambda \cdot K_{п}^2 = 0,5 \cdot 0,064 \cdot (7,2 \cdot 10^{-3})^2 = 1,658 \cdot 10^{-6}.$$

Коефіцієнт аварійного простою двох ліній

$$K_a^{(2)} = K_a^2 + 2 \cdot K_{ап} = (0,489 \cdot 10^{-3})^2 + 2 \cdot 1,658 \cdot 10^{-6} = 3,556 \cdot 10^{-6}.$$

Середньорічний час аварійного простою

$$T_a = K_a^{(2)} \cdot 8760 = 3,556 \cdot 10^{-6} \cdot 8760 = 0,031 \text{ год.}$$

Збиток від аварійного недовипуску 1 кВт·год електроенергії становить

$$Y = Y_o \cdot P_{cp} \cdot T_a = 100 \cdot 1389,7 \cdot 0,031 = 4,3 \text{ грн.}$$

В результаті порівняння одержується, що варіант I за техніко-економічними показниками є більш вигідним. Тому цей варіант зовнішнього електропостачання і приймемо до застосування, як основний.

						Арк.
Вим.	Арк.	№ документа	Підпис	Дата		52

Таблиця 5.1.3. Техніко – економічні показники варіантів, тис. грн.

Показники	Варіанти	
	I	II
Капітальні вкладення в схему електропостачання	1632	5712
Поточні витрати	130,24	808
Збиток від недовідпуску електроенергії	8,3	4,3
Вартість втрат електроенергії (технологічні витрати)	1349,5	760,7
Зведені витрати	1683,88	2258,44

5.2 Техніко-економічне обґрунтування схем внутрішнього електропостачання

Для внутрішніх розподільчих мереж агропромислових споживачів використовуємо напругу 10 кВ. В розподільчих мережах сільськогосподарських та промислових споживачів для живлення силових і освітлювальних електроприймачів використовуємо напругу 380/220 В.

Залежно від розміщення навантажень, споживаної потужності та надійності електропостачання, електроенергія розподіляється за радіальною, магістральною або змішаною схемою.

Радіальна схема розподілення енергії є найбільш доцільною в разі великих навантажень, таких як насосні, компресорні або перетворювальні установки, розташовані в різних напрямках від центра живлення.

Магістральні схеми живлення використовуються у таких випадках:

- при розміщенні підстанцій, що передбачає прямолінійне прокладання магістралі;
- для групи технологічно пов'язаних агрегатів, якщо при зупинці одного з них потрібно відключити всю групу;
- в інших ситуаціях, коли магістральна схема має переваги з точки зору техніко-економічних факторів порівняно з іншими схемами.

З урахуванням розташування сільськогосподарських споживачів ми використовуємо радіальну схему внутрішнього електропостачання.

						Арк.
Вим.	Арк.	№ документа	Підпис	Дата		53

6. ВИБІР КІЛЬКОСТІ ТА ПОТУЖНОСТІ ТРАНСФОРМАТОРІВ СИСТЕМИ ЕЛЕКТРОПОСТАЧАННЯ.

6.1 Вибір кількості, потужності трансформаторів та місця розташування трансформаторних підстанцій (ТП).

При виборі кількості та потужності трансформаторів трансформаторних підстанцій (ТП) і місця їх розташування враховуються різноманітні фактори, зокрема категорія споживачів, надійність електропостачання та необхідність компенсації реактивних навантажень.

Одиночна потужність трансформаторів ТП обирається залежно від щільності навантаження, можливості перевантаження трансформаторів та необхідності забезпечення мінімального складського резерву. У рамках даного проекту застосовуються комплектні трансформаторні підстанції КТП з трансформаторами потужністю 630 і 250 кВА. Усі споживачі відносяться до II та III категорій. Трансформатори з масляним охолодженням обираються з урахуванням умов їх установки (наприклад, на першому поверсі в нормальних приміщеннях). Вибір ТП наведено в табл. 6.1.

Таблиця 6.1. Вибір кількості, потужності трансформаторів ТП та їх місця розташування

п/п	Тип ТП	S_p	K_3	$K_{3}^{ав}$	Тип тр-ру	Місце встановлення	Вид розміщення
1	КТП-2х630	872,4	0,69	1,38	ТМ-630	БАТ „Агромеханізація”	Вбудована
2	КТП-2х630	872,4	0,69	1,38	ТМ-630	БАТ „Агромеханізація”	Вбудована
3	КТП-2х630	744,25	0,59	1,18	ТМ-630	СТОВ „Троянське”	Вбудована
4	КТП-2х250	363,48	0,7	1,4	ТМ-250	АФ „Красногірна”	Окремо розташована
5	КТП-2х630	740,99	0,59	1,18	ТМ-630	ТОВ АПК „Розкішна”	Вбудована

7. РОЗРАХУНОК СТРУМІВ КОРОТКИХ ЗАМКНЕНЬ ТА ВИБІР ВИСОКОВОЛЬТНОГО ОБЛАДНАННЯ І ВИСОКОВОЛЬТНИХ МЕРЕЖ СИСТЕМИ ЕЛЕКТРОПОСТАЧАННЯ.

Розрахунок струмів короткого замкнення і вибір високовольтного обладнання та високовольтних мереж будемо проводити за методикою наведеною в [1, 9].

7.1. Розрахунок струмів короткого замикання.

Для розрахунку струмів к. з. складаємо розрахункову схему, яка зображена на рис. 7.1 та розрахункову схему заміщення, яка зображена на рис. 7.2.

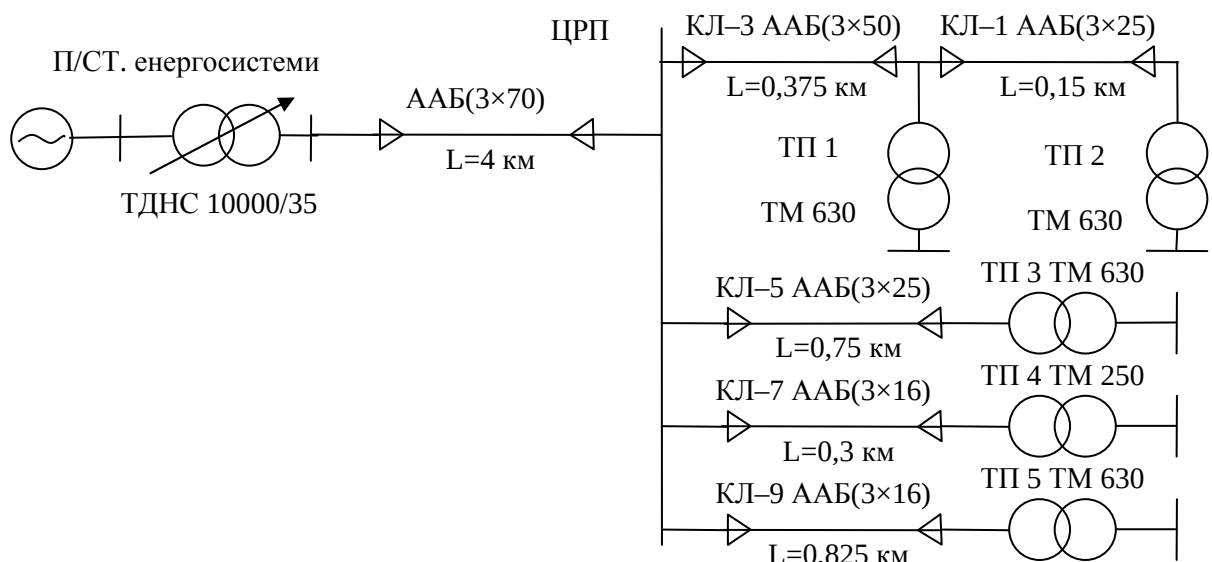


Рис. 7.1 Розрахункова схема ЦРП для розрахунку струмів к. з.

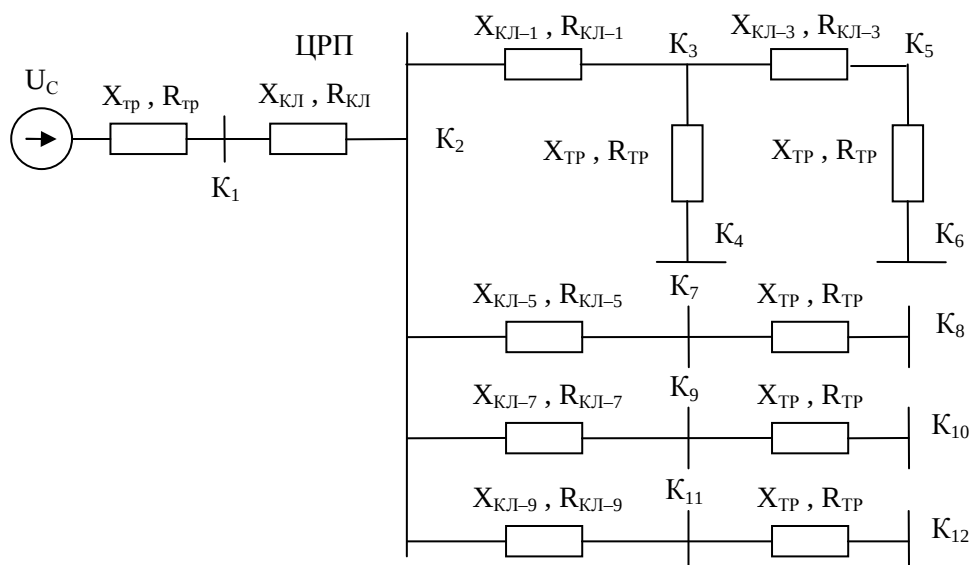


Рис. 7.2. Схема заміщення ЦРП для розрахунку струмів к. з.

Розрахуємо опори елементів схеми заміщення:

– для трансформатора ТДНС 10000/35/10 з такими параметрами

$$U_{\text{BH}} = 36,75 \text{ кВ} \quad U_{\text{HH}} = 10,5 \text{ кВ} \quad \Delta P_{\text{кз}} = 60 \text{ кВт} \quad U_{\text{к1-2}} = 8 \%$$

Активний опір

$$R = \frac{P_{\text{кз}} U_{\text{H}}^2}{S_{\text{H}}^2} = \frac{60 \cdot 10,5^2}{10000^2} = 0,066 \text{ Ом.}$$

Реактивний опір

$$X = \frac{U_{\text{к}} \% U_{\text{H}}^2}{100 \cdot S_{\text{H}}} = \frac{8 \cdot 10,5^2}{100 \cdot 10000} = 0,882 \text{ Ом.}$$

– для трансформатора ТМ 630

$$R = \frac{P_{\text{кз}} U_{\text{H}}^2}{S_{\text{H}}^2} = \frac{7,6 \cdot 10^2}{630^2} = 1,91 \text{ Ом, } Z = \frac{U_{\text{к}} \% U_{\text{H}}^2}{S_{\text{H}}} = \frac{5,5 \cdot 10^2}{630} = 8,73 \text{ Ом,}$$

$$X = \sqrt{Z^2 - R^2} = \sqrt{8,73^2 - 1,91^2} = 8,52 \text{ Ом.}$$

– для трансформатора ТМ 250

$$R = \frac{P_{\text{кз}} U_{\text{H}}^2}{S_{\text{H}}^2} = \frac{3,7 \cdot 10^2}{250^2} = 5,92 \text{ Ом, } Z = \frac{U_{\text{к}} \% U_{\text{H}}^2}{S_{\text{H}}} = \frac{4,5 \cdot 10^2}{250} = 18 \text{ Ом,}$$

$$X = \sqrt{Z^2 - R^2} = \sqrt{18^2 - 5,92^2} = 17 \text{ Ом.}$$

– для КЛ від П/СТ до ЦРП

$$X = x_0 l = 0,086 \cdot 4 = 0,344 \text{ Ом, } R = r_0 l = 0,443 \cdot 4 = 1,772 \text{ Ом.}$$

– для КЛ від ЦРП до ТП 1

$$X = x_0 l = 0,09 \cdot 0,15 = 0,014 \text{ Ом, } R = r_0 l = 0,62 \cdot 0,15 = 0,093 \text{ Ом.}$$

Розрахунок опорів інших кабельних ліній подібний результати розрахунку зведені в табл. 7.1.

Таблиця 7.1. Розрахунок опорів кабельних ліній

№ КЛ	L, км	r ₀ , Ом/км	x ₀ , Ом/км	R, Ом	X, Ом
КЛ-3,4	0,375	0,62	0,09	0,233	0,034
КЛ-1,2	0,15	1,24	0,099	0,186	0,015
КЛ-5,6	0,75	1,24	0,099	0,930	0,074
КЛ-7,8	0,3	1,94	0,113	0,582	0,034
КЛ-9,10	0,825	1,94	0,113	1,601	0,093

Розрахуємо струм к.з. в т. К₁.

Струм від П/СТ:

$$I'' = \frac{U}{\sqrt{3}z_{\text{рез}}} = \frac{10,5}{\sqrt{3} \cdot 0,884} = 6,858 \text{ кА}$$

$$R_{\text{екв}} = R_{\text{ТР}} = 0,066 \text{ Ом},$$

$$X_{\text{екв}} = X_{\text{ТР}} = 0,882 \text{ Ом},$$

$$Z_{\text{екв}} = \sqrt{X_{\text{екв}}^2 + R_{\text{екв}}^2} = \sqrt{0,882^2 + 0,066^2} = 0,884 \text{ Ом}$$

Ударний струм к. з. від системи

$$i_y = \sqrt{2}I''(1 + e^{\frac{-0,01}{T_a}}) = \sqrt{2} \cdot 6,858(1 + e^{\frac{-0,01}{0,043}}) = 17,4 \text{ кА}$$

$$T_a = \frac{X_{\text{екв}}}{\omega \cdot R_{\text{екв}}} = \frac{0,882}{314 \cdot 0,066} = 0,043 \text{ 1/с.}$$

Струм к.з. в т. К₂.

$$I'' = \frac{U}{\sqrt{3}z_{\text{рез}}} = \frac{10,5}{\sqrt{3} \cdot 2,21} = 2,743 \text{ кА},$$

$$R_{\text{екв}} = R_{\text{ТР}} + R_{\text{КЛ}} = 0,066 + 1,772 = 1,838 \text{ Ом},$$

$$X_{\text{екв}} = X_{\text{ТР}} + X_{\text{КЛ}} = 0,882 + 0,344 = 1,226 \text{ Ом},$$

$$Z_{\text{екв}} = \sqrt{X_{\text{екв}}^2 + R_{\text{екв}}^2} = \sqrt{1,226^2 + 1,838^2} = 2,21 \text{ Ом}.$$

Ударний струм к. з.

$$i_y = \sqrt{2}I''(1 + e^{\frac{-0,01}{T_a}}) = \sqrt{2} \cdot 2,743(1 + e^{\frac{-0,01}{0,002}}) = 3,914 \text{ кА},$$

$$T_a = \frac{X_{\text{екв}}}{\omega \cdot R_{\text{екв}}} = \frac{1,226}{314 \cdot 1,838} = 0,002 \text{ 1/с.}$$

Розрахунки струмів короткого замкнення для інших точок подібні
результати розрахунку зведені до табл. 7.2.

						Арк.
Вим.	Арк.	№ документа	Підпис	Дата		57

Таблиця 7.2 Розрахунок струмів короткого замкнення.

№ т. к. з.	$X_{\text{екв}}, \text{Ом}$	$R_{\text{екв}}, \text{Ом}$	$I'', \text{кА}$	$T_a, 1/\text{с}$	$i_y, \text{кА}$
1	0,882	0,066	6,858	0,043	17,4
2	1,226	1,838	2,743	0,002	3,914
3	1,26	2,071	2,382	0,002	3,387
4	9,78	3,981	13,669	0,008	24,716
5	1,275	2,257	2,227	0,002	3,162
6	1,3	4,167	13,56	0,007	24,219
7	9,82	2,768	1,888	0,001	2,673
8	1,26	4,678	13,27	0,007	22,971
9	18,26	2,42	2,116	0,002	3,001
10	1,319	8,34	7,19	0,007	12,592
11	1,319	3,439	1,567	0,001	2,217
12	9,839	5,349	12,888	0,005	21,533

7.2. Вибір високовольтного обладнання.

Вибір кабельних ліній

Виберемо кабель для лінії КЛ-3, що йде від ЦРП до ТП №1.

Площа поперечного перерізу кабелю:

$$F_e = \frac{I_p}{J_{\text{ек}}} = \frac{52,49}{1,4} = 37,5 \text{ мм}^2,$$

$$\text{де } I_p = \frac{S_p}{n\sqrt{3}U_n} = \frac{1818,34}{2 \cdot \sqrt{3} \cdot 10} = 52,49 \text{ А}.$$

При $T_{\text{max}} = 4784 \text{ год}$ – $J_{\text{ек}} = 1,4 \text{ А/мм}^2$.

Приймається кабель ААБ (3×50) мм² з допустимим струмом $I_{\text{доп}} = 180 \text{ А}$.

Перевірка кабелю за допустимим струмовим перевантаженням:

$$I_p \leq I_{\text{доп}}, \quad 52,49 \text{ А} < 165,6 \text{ А},$$

$$I_{\text{доп}} = K_{\Pi} I'_{\text{доп}}, \quad I_{\text{доп}} = 0,92 \cdot 180 = 165,6 \text{ А}.$$

де K_{Π} – коефіцієнт, що враховує зниження допустимого струмового навантаження за табл. 7.17 [6].

Перевірка кабелю за умовою роботи в аварійному режимі

$$I_{\text{ав}} \leq K_{\text{ап}} I_{\text{доп}} \quad 105 \leq 1 \cdot 1,3 \cdot 180 \quad 105 \leq 234$$

						Арк.
Вим.	Арк.	№ документа	Підпис	Дата		58

де $K_{ав}$ – допустимий коефіцієнт аварійного перевантаження кабелю, приймаємо рівним 1,3.

Мінімальна площа поперечного перерізу кабелю за умовою термічної стійкості:

$$F_{min} = \frac{1}{C} \sqrt{B_k} = \frac{1}{92} \sqrt{13,99 \cdot 10^6} = 40,6 \text{ мм}^2$$

де C – термічний коефіцієнт; для алюмінієвих кабелів $C = 92 \text{ А} \cdot \text{с}^{1/2} / \text{мм}^2$;

B_k – термічний імпульс:

$$B_k = I_{п.о.}^2 (t_{отк} + T_a) = 2,743^2 (0,5 + 0,002) = 3,78 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}.$$

Інші кабелі системи електропостачання обираються аналогічно, розрахунки зведені до табл. 7.3.

Таблица 7.3 Вибір кабельних ліній напругою 10 кВ.

ТП	№ КЛ	S_p , кВА	n	I_p , А	$I_{р.ав}$, А	$F_{ек}$, мм ²	Марка кабеля	$I_{доп}$, А	$K_p I_{доп}$	K_3	K_p'	$K_{ап} K_p' I_{доп}$	B_k , кА ² с	F_{min} , мм ²
1	КЛ-3,4	1818,34	2	52,49	105,0	37,5	ААБ(3×50)	180	165,6	0,29	1,3	234	3,78	21
2	КЛ-1,2	909,17	2	26,25	52,5	18,7	ААБ(3×25)	120	110,4	0,22	1,3	156	3,78	21
3	КЛ-5,6	781,93	2	22,57	45,1	16,1	ААБ(3×25)	120	110,4	0,19	1,3	156	3,78	21
4	КЛ-7,8	371	2	10,71	21,4	7,6	ААБ(3×16)	95	87,4	0,11	1,3	123,5	3,78	21
5	КЛ-9,10	740,99	2	21,39	42,8	15,3	ААБ(3×16)	95	87,4	0,23	1,3	123,5	3,78	21

Примітка: при розрахунках прийнятий коефіцієнт прокладки в нормальному режимі – 0,92, а аварійному – 1,0.

Вибір вимикачів.

На вводі до ЦРП 10 кВ встановлюємо вакуумні вимикачі типу VM–1S. Розрахунки з вибору та перевірки вимикача проведені в табл. 7.4.

$$I_{норм} = \frac{S_{розр}}{2\sqrt{3}U_n} = \frac{2574,3}{2\sqrt{3} \cdot 10} = 74,3 \text{ А},$$

$$I_{роб,форс} = 2I_{норм} = 2 \cdot 74,3 = 148,6 \text{ А},$$

$$i_{ат} = \sqrt{2} I'' e^{-\frac{\tau}{T_a}} = \sqrt{2} \cdot 2,743 e^{-\frac{0,01}{0,002}} = 0,026 \text{ кА}$$

На лініях, що відходять до ТП від ЦРП, встановлюємо вакуумні вимикачі такого ж типу. Розрахунки з вибору та перевірки вимикача проведені в табл. 7.5.

						Арк.
Вим.	Арк.	№ документа	Підпис	Дата		59

Таблиця 7.4. Вибір вимикача 10 кВ на вводі в ЦРП.

Параметри мережі	Розрахункові формули	Параметри вимикача
10 кВ	$U_{уст} \leq U_{ном}$	10 кВ
148,6 А	$I_{роб,форс} \leq I_{ном}$	630 А
2,743 кА	$I_K \leq I_{динс}$	52 кА
3,914 кА	$i_y \leq 1,8\sqrt{2}I_{дин}$	132 кА
2,743 кА	$I_{пт} \leq I_{ном,відкл}$	20 кА
$\sqrt{2} \cdot 2,743 + 0,026 = 3,9\text{кА}$	$\sqrt{2}I_{номт} + i_{ат} \leq \sqrt{2}I_{нвідкл} (1 + \beta_n)$	$\sqrt{2} \cdot 20 \cdot (1 + 0,5) = 42,426\text{кА}$
$B_K \leq I_K^2 (t_{выд} + t_{рз}) =$ $= 2,743^2 (1,5 + 0,045) =$ $= 11,62\text{кА}^2\text{с}$	$B_K \leq I_{тер}^2 t_{тер}$	$I_{тер}^2 t_{тер} = 20^2 \cdot 3 = 1200\text{кА}^2\text{с}$

Таблиця 7.5. Вибір вимикачів на лініях до ТП.

Параметри мережі	Розрахункові формули	Параметри вимикача
10 кВ	$U_{уст} \leq U_{ном}$	10 кВ
105 А	$I_{роб,форс} \leq I_{ном}$	630 А
2,743 кА	$I_K \leq I_{динс}$	52 кА
3,914 кА	$i_y \leq 1,8\sqrt{2}I_{дин}$	132 кА
2,743 кА	$I_{пт} \leq I_{ном,відкл}$	20 кА
$\sqrt{2} \cdot 2,743 + 0,026 = 3,9\text{кА}$	$\sqrt{2}I_{номт} + i_{ат} \leq \sqrt{2}I_{нвідкл} (1 + \beta_n)$	$\sqrt{2} \cdot 20 \cdot (1 + 0,5) = 42,426\text{кА}$
$B_K \leq I_K^2 (t_{выд} + t_{рз}) =$ $= 2,743^2 (0,5 + 0,045) =$ $= 4,1\text{кА}^2\text{с}$	$B_K \leq I_{тер}^2 t_{тер}$	$I_{тер}^2 t_{тер} = 20^2 \cdot 3 = 1200\text{кА}^2\text{с}$

$$I_{ном} = \frac{S_{розр}}{2\sqrt{3} \cdot U_n} = \frac{1818,34}{2\sqrt{3} \cdot 10} = 52,5\text{А}, I_{роб,форс} = 2I_{ном} = 2 \cdot 52,5 = 105\text{А}$$

Всі вимикачі встановлені в комірках комплектних розподільчих пристроїв зовнішньої установки (КРПЗ) типу КРЗ-10 виробництва РЗВА.

Параметри шафи з вакуумними вимикачами VM-1S:

Номинальний струм головних кіл - 1600 А;

Номинальна напруга - 10 кВ;

Стійкість головних кіл при наскрізних струмах:

Електромеханічна - 52 кА;

Термічна на протязі 3 сек. - 20 кА;

Номинальний струм відключення вимикачів - 20 кА.

						Арк.
Вим.	Арк.	№ документа	Підпис	Дата		60

Вибір вимикачів навантаження.

Вибераємо вимикач навантаження типу ВНП – 10. Дані по вибору та перевірці зведені до табл. 7.6.

Таблиця 7.6. Вибір вимикачів навантаження.

Параметри мережі	Розрахункові формули	Параметри вимикача
10 кВ	$U_{уст} \leq U_{ном}$	10 кВ
50,9 А	$I_{max} \leq I_{ном}$	400 А
50,9 А	$I_{max} \leq I_{відк.ном}$	400 А
2,382 кА	$I_{п.о.} \leq I_{пр.с.}$	10 кА
3,387 кА	$i_{уд} \leq i_{дин}$	25 кА
4,1 кА ² с	$B_k \leq I_{терм}^2 t_{терм}$	$10^2 \cdot 1 = 100 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$

$$I_{max} = 1,4 \frac{S_{ном\ TP}}{\sqrt{3} U_{ном}} = 1,4 \frac{630}{\sqrt{3} \cdot 10} = 50,9 \text{ А.}$$

Вибір розрядників.

На боці 10 кВ приймаємо до застосування розрядники типу РВО – 10 для захисту трансформаторів напруги з такими параметрами:

Номінальна напруга розрядника -	$U_{ном} = 10 \text{ кВ};$
пробивна напруга розрядника -	$26 \leq U_{пр} \leq 30,5 \text{ кВ};$
імпульсна напруга пробивна напруга розрядника -	$U_{ім} = 48 \text{ кВ}.$
найбільша допустима напруга на розряднику -	$U_{дон} = 12,7 \text{ кВ};$

Вибір трансформатору власних потреб.

Розрахунок навантаження трансформаторів власних потреб будемо проводити в стандартному табличному вигляді табл. 7.7.

Таблиця 7.7. Навантаження власних потреб.

№ п/п	Споживач	Р, кВт	Q, квар
1	Обігрів комірок КРП 10 кВ.	18×1	0
2	Навантаження, що споживається оперативні колами	2	0
Всього		20	0

Розрахункова потужність споживачів власних потреб:

$$S_{\text{розр}} = K_C \sqrt{(P_{\text{встр}}^2 + Q_{\text{встр}}^2)} = 0,8 \sqrt{20^2 + 0^2} = 16 \text{ кВА.}$$

Потужність трансформатора:

$$S_{\text{тр}} \geq \frac{S_{\text{розр}}}{1,4} = \frac{16}{1,4} = 11,5 \text{ кВА.}$$

Обираємо трансформатор марки ТМ – 25/10 з наступними параметрами:

$$U_{\text{ВН}} = 10 \text{ кВ, } U_{\text{НН}} = 0,4 \text{ кВ, } S_{\text{НОМ}} = 25 \text{ кВА, } \Delta P_{\text{ХХ}} = 0,125 \text{ кВт,}$$

$$\Delta P_{\text{К}} = 0,6 \text{ кВт, } I_{\text{ХХ}} = 3,2, \%U_{\text{К}} = 4,5\%.$$

Коефіцієнт завантаження в нормальному режимі:

$$K_3 = \frac{S_{\text{роз}}}{n S_{\text{НОМ}}} = \frac{16}{2 \cdot 25} = 0,32.$$

						Арк.
						62
Вим.	Арк.	№ документа	Підпис	Дата		

8. СПЕЦІАЛЬНИЙ РОЗДІЛ.

РОЗРОБКА СИСТЕМИ ЕЛЕКТРОЗБЕРЕЖЕННЯ

В процесі передачі електроенергії від електростанцій до приймачів виникають втрати, що походять від електромагнітних і теплових процесів, що відбуваються у компонентах системи електропостачання та технологічному електрообладнанні. Кількісна оцінка таких процесів є основою для розрахунків втрат електроенергії. Втрати електроенергії відбуваються на всіх етапах електроенергетичної системи: у генераторах, трансформаторах, лініях електропередачі тощо, а також у електроприймачах (електричних двигунах, електротермічних та інших технологічних установках та агрегатах).

Втрати електроенергії можна визначити, як різницю між електроенергією, яка проходить через лічильники, встановлені на границі балансу, та електроенергією, яка фактично використовується.



Рис. 8.1. Схема розподілу втрат електроенергії.

Підвищення втрат електроенергії пов'язане зі збільшенням споживаного струму або еквівалентного опору промислової мережі. Причинами цих факторів можуть бути: низький коефіцієнт потужності, погіршення якості електроенергії, неефективний технологічний процес (технологічні втрати), недосконалість

системи електропостачання, а також виробничі проблеми організаційного характеру.

На рис. 8.1 наведена класифікація видів втрат електроенергії в системах електропостачання залежно від причин, які їх викликають. Зображення показує, що загальні втрати електроенергії складаються з двох складових: номінальних втрат, які визначаються умовами роботи підприємства за номінальними режимами та оптимальними параметрами системи електропостачання, та додаткових втрат, що виникають через відхилення режимів та параметрів від номінальних значень. Економія електроенергії в системі електропостачання базується на мінімізації як номінальних, так і додаткових втрат і, в кінцевому підсумку, зведення цих втрат до мінімуму, навіть до нуля.

У системах електропостачання втрати електроенергії не перевищують 10-15% від загальних втрат. Таким чином, більша частина електроенергії втрачається в технологічних установках, де економія електроенергії залежить від умов технології. Однак, інженери-електрики можуть надавати рекомендації технологам щодо впровадження заходів з модернізації технологічних пристроїв та організації технологічного процесу з метою досягнення раціонального споживання електроенергії. Для розробки таких рекомендацій важливе значення має складання та аналіз електричних балансів (електробалансів).

При плануванні заходів з економії електроенергії рекомендується аналізувати втрати електроенергії згідно зі структурною схемою, яка представлена на рис. 8.1. Виявлення втрат електроенергії рекомендується поєднувати з регулярними перевітками підприємства та порівнянням електричного балансу.

Вибір оптимальних значень параметрів і елементів при проектуванні системи електропостачання.

За останні роки спостерігається постійне зростання електричного навантаження, що підкреслює важливість впровадження заходів з підвищення ефективності використання електроенергії та економії. Втрати електроенергії на підприємстві можуть значно перевищувати її вартість, а додаткові втрати електроенергії призводять до додаткових матеріальних витрат. Тому економія електроенергії стає однією з найважливіших задач на промислових підприємствах.

						Арк.
Вим.	Арк.	№ документа	Підпис	Дата		64

Для оцінки ефективності споживання електроенергії використовується єдиний техніко-економічний показник, який дозволяє порівняти фактичні досягнення підприємства. Цей показник визначає потенційну можливість економії електроенергії, яка є припустимою з економічної точки зору при впровадженні новітніх науково-технічних досягнень, організаційно-технічних заходів та інших заходів. Оптимальним є захід, який забезпечує мінімальні річні затрати.

Електроенергія втрачається під час передачі на великі відстані та внаслідок перетворень у системі електропостачання. Заходи по економії електроенергії повинні бути комплексними і охоплювати всі рівні системи - від джерела до споживача - з метою досягнення мінімальних приведених затрат на всій системі. Рівень втрат електроенергії в різних енергосистемах може відрізнятися залежно від їх структури, умов балансу потужності і енергії, розміщення потужних споживачів електроенергії, концентрації виробництва енергії, густини навантаження, рівня експлуатації тощо.

Вибір найбільш вигідного заходу по економії електроенергії здійснюється шляхом техніко-економічного порівняння варіантів. При цьому можна знехтувати складовими витратами, які практично однакові для різних варіантів, такими як витрати на утримання персоналу, поточний ремонт або допоміжні витрати. Таким чином, щорічні приведені витрати варіантів, які порівнюються, визначаються за певною формулою.

$$Z = K(\varphi + p_{\text{норм}}) + \Delta P \cdot T_p \cdot c_0, \quad (8.1)$$

де K – капітальні витрати; φ – норма амортизаційних відрахувань; $p_{\text{норм}}$ – нормативний коефіцієнт економічної ефективності – величина, обернена до строку окупності; ΔP – втрати потужності; T_p – кількість годин роботи електроспоживачів протягом року; c_0 – вартість 1 кВт·год електроенергії.

Із формули (8.1) видно, що витрати є функцією капітальних затрат в кожному варіанті, що розглядаються та втрати електроенергії $\Delta W = \Delta P \cdot T_p$.

При виконанні оптимізаційних розрахунків за одним із параметрів x (переріз кабелю, напруга, тощо) характер зміни функції $f(K)$ і $C_{\text{п}}$ – складових витрат (капітальних вкладень K та вартості втрат $C_{\text{п}}$) визначається функціями (рис. 8.1), при додаванні яких з врахуванням відповідних коефіцієнтів отримується мінімум.

						Арк.
Вим.	Арк.	№ документа	Підпис	Дата		65

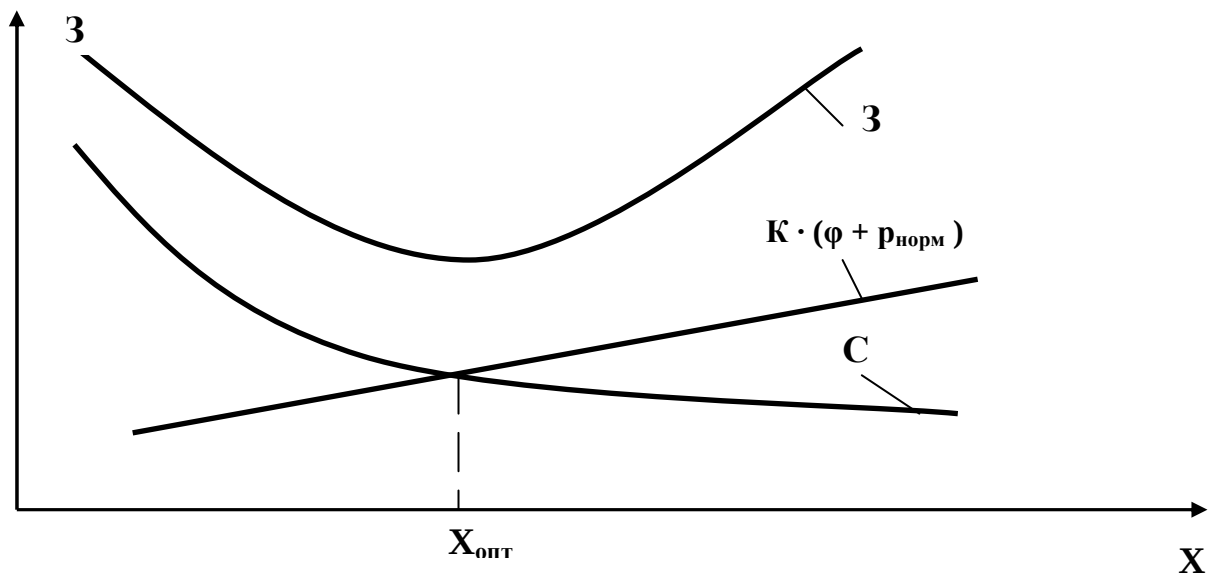


Рис. 8.2. Залежність щорічних приведених витрат Z , вартість втрат електроенергії C_{π} та перенесеної частини в капітальних вкладеннях.

При визначенні оптимального значення параметра $x = x_{\text{опт}}$, щорічні приведені витрати досягають свого мінімуму. Отримане оптимальне значення $x_{\text{опт}}$ слід враховувати в проекті або під час експлуатації.

Якщо порівнювані варіанти відрізняються за надійністю та не забезпечують однакової якості напруги для споживачів, то до формули (8.1) слід додати ймовірну щорічну втрату від переривання електропостачання (Y_{π}) та математичне очікування втрати від зниження якості напруги (Y_k).

$$Z = K(\varphi + p_{\text{норм}}) + \Delta W c_0 + Y_{\pi} + Y_k. \quad (8.2)$$

Значення Y_{π} та Y_k визначаємо з наступних виразів:

$$Y_{\pi} = W_{\text{н}} Y_{\text{ср}}; \quad (8.3)$$

$$Y_k = (k_1 \delta U_{\text{ср}} + k_2 \delta U_{\text{ск}}) W, \quad (8.4)$$

де $W_{\text{н}}$ – неспожита електроенергія; $Y_{\text{ср}}$ – середній питомий збиток; k_1 , k_2 – коефіцієнти, що залежать від типу споживачів; $\delta U_{\text{ср}}$, $\delta U_{\text{ск}}$ – відповідно середнє та середньоквадратичне відхилення напруги за рік на шинах споживачів; W – кількість електроенергії, що споживається за рік.

Вибір оптимальної напруги для живлячої і розподільчої мережі є складною задачею. Напруга визначає можливості використання різних елементів системи електропостачання, таких як мережі, трансформатори, реактори, електричні

апарати. З одного боку, збільшення напруги зменшує втрати електроенергії при передачі по мережі промислового підприємства, а з іншого боку, це вимагає встановлення більш міцних опор, більш потужних ізоляторів та інших засобів.

Вибір напруги на кожному рівні системи електропостачання (СЕП) повинен ґрунтуватися на техніко-економічному розрахунку. Досвід проектування промислових систем електропостачання надає варіанти для порівняння техніко-економічних показників СЕП залежно від напруги. Для спрощення вибору напруги зовнішньої електропостачання можна скористатися номограмами, що показують оптимальну напругу в залежності від потужності навантаження та довжини живлячої лінії. Вибір напруги для розподільчих мереж обмежений трьома значеннями: 6 кВ, 10 кВ і 20 кВ. Застосування напруги 6 кВ є неефективним для нових підприємств через високі втрати потужності та електроенергії. Використання напруги 20 кВ суттєво знижує втрати електроенергії в живлячих і розподільчих мережах промислових підприємств. Економія електроенергії в кВт·год при переході на вищу напругу обчислюється за формулою:

$$\Delta W = 0,003\rho l t(I_2^2/q_2 - I_1^2/q_1), \quad (8.5)$$

де ρ – питомий опір матеріалу проводу при 20°C; l – довжина електричної мережі, на якій проводиться підвищення номінальної напруги; I_1, I_2 – середні значення струмів відповідно при меншій та більшій напрузі; q_1, q_2 – переріз проводів мережі при меншій та більшій напрузі.

Для зниження енерго- втрат у цехових мережах рекомендується використовувати напругу не менше 0,38 кВ. Порівняно з напругою 0,38 кВ, напруга 0,66 кВ має кілька переваг:

- зменшується витрата кольорового металу на будівництво мереж і втрати електричної енергії в ній.
- електродвигуни середньої потужності до 600-700 кВт, виготовлені для напруги 0,66 кВ, мають кращі техніко-економічні характеристики, ніж двигуни такої ж потужності для напруг 6 і 10 кВ.

						Арк.
Вим.	Арк.	№ документа	Підпис	Дата		67

– використання напруги 0,66 кВ дозволяє встановлювати більш потужні цехові трансформатори (з номінальною потужністю до 2500 кВА) з кращими економічними показниками.

Таким чином, при модернізації підприємства з підвищенням потужності електроприводу необхідно враховувати ці фактори.

Також важливо розумно вибирати силові трансформатори при проектуванні систем електропостачання. Необхідно зменшувати кількість трансформацій, оскільки кожна трансформація супроводжується втратами електроенергії в розмірі 2-3% від переданої потужності. Вибір кількості і потужності силових трансформаторів на підстанціях залежить перш за все від вимог до надійності електропостачання.

Не завжди будівництво одотрансформаторної підстанції є найбільш вигідним. У разі, коли необхідно резервувати живлення споживачів, існує потреба у встановленні більше одного трансформатора, рекомендується обмежуватися двома трансформаторами.

Варто зазначити, що ККД трансформатора не є лінійною функцією завантаження. Він виражається несиметричною параболічною кривою, яка залежить від втрат в сталевому магнітопроводі та квадратично залежними втратами від завантаження, в обмотках. Мінімальні втрати в трансформаторі, відносно до переданої потужності, досягаються при певному завантаженні:

$$K_3 = \sqrt{\Delta P_x / \Delta P_k}, \quad (8.6)$$

де ΔP_x , ΔP_k – втрати в сталі та обмотках відповідно.

Критерієм економічної ефективності роботи силових трансформаторів, як загалом і іншого електрообладнання, є відповідно мінімум приведених витрат:

$$Z = p_{\text{норм}} K + (\Delta P_x + K_3^2 \Delta P_k) T_p c_0, \quad (8.7)$$

де K_3 – фактичний коефіцієнт завантаження силового трансформатора; T_p – кількість годин роботи трансформатора на рік.

Визначимо коефіцієнт завантаження трансформаторів, який відповідає мінімуму приведених витрат, що встановлені на підприємстві (ТМЗ-630/10):

$$\begin{aligned} K_{3,\text{опт}} &= \sqrt{(\Delta P_x / \Delta P_k + p_{\text{норм}} K / T_p c_0 \Delta P_k)} = \\ &= \sqrt{(2,27/7,6 + 1782900 \cdot 0,12/8760 \cdot 6,56 \cdot 7,6)} = 0,76 \end{aligned}$$

						Арк.
Вим.	Арк.	№ документа	Підпис	Дата		68

Отже, підвищення навантаження на експлуатовані трансформатори та їх вибір з урахуванням оптимального коефіцієнта завантаження ($K_3 = K_{3, \text{опт}}$) для проєктованих підприємств дозволяє знизити витрати на трансформацію електроенергії і покращити техніко-економічні показники системи електропостачання.

Зменшення втрат електроенергії під час експлуатації систем електропостачання має значний потенціал. До методів, які можуть бути застосовані, належать раціональне завантаження елементів системи електропостачання, компенсація реактивної потужності та поліпшення якості електроенергії. Використання сучасних типів елементів системи електропостачання також допомагає знизити експлуатаційні витрати.

Виявлення конкретних можливостей та шляхів економії електроенергії на кожному етапі базується на обліку та контролі споживання електроенергії. Ефективне виконання цих завдань неможливе без застосування сучасних інформаційно-вимірювальних систем.

Оптимальне завантаження елементів системи електропостачання є раціональним. Воно визначається, насамперед, вимогами технології. Однак, шляхом грамотного проєктування та експлуатації системи електропостачання можна створити умови, за яких завантаження найважливіших елементів системи стає раціональним. Розглянемо способи забезпечення оптимального завантаження силових трансформаторів.

Економічний режим роботи силових трансформаторів визначається при встановленні n трансформаторів на підстанції, забезпечуючи мінімум втрат електроенергії. При цьому потрібно враховувати втрати активної потужності, що виникають в системі електропостачання через споживання реактивної потужності трансформаторами.

Розрахунок втрат потужності в трансформаторах (з урахуванням втрат у системі електропостачання):

$$\Delta P_{\tau}' = \Delta P_{\kappa}' + K_3^2 \Delta P_{\kappa}', \quad (8.9)$$

де $\Delta P_{\kappa}' = \Delta P_{\kappa} + K_{\text{и.п.}} \Delta Q_{\kappa}$ – приведені втрати потужності холостого ходу трансформатора; K_3 – коефіцієнт завантаження трансформатора;

						Арк.
Вим.	Арк.	№ документа	Підпис	Дата		69

$\Delta P'_K = \Delta P_K + K_{и. п.} \Delta Q_K$ – приведені втрати потужності короткого замикання; $K_{и. п.}$ – коефіцієнт зміни втрат.

На рис. 8.3 показані криві приведених втрат в трансформаторах, в залежності від потужності навантаження S_H . Крива 1 відображає залежність $\Delta P_T = f(S_H)$ для одного трансформатора, крива 2 – для другого трансформатора. При одночасному підключенні обох трансформаторів, приведені втрати потужності залежать від навантаження і представлені кривою 3. Вираз (8.9) можна переписати таким чином:

$$\Delta P'_T = \Delta P'_x + \Delta P'_K \cdot S_H^2 / S_{ном.Т}^2, \quad (8.10)$$

де $S_{ном.Т}$ – номінальна потужність трансформатора.

Позначимо через $\Delta P'_x = a$; $\Delta P'_K / S_{ном.Т}^2 = b$. Тоді

$$\Delta P'_T = a + b \cdot S_H^2. \quad (8.11)$$

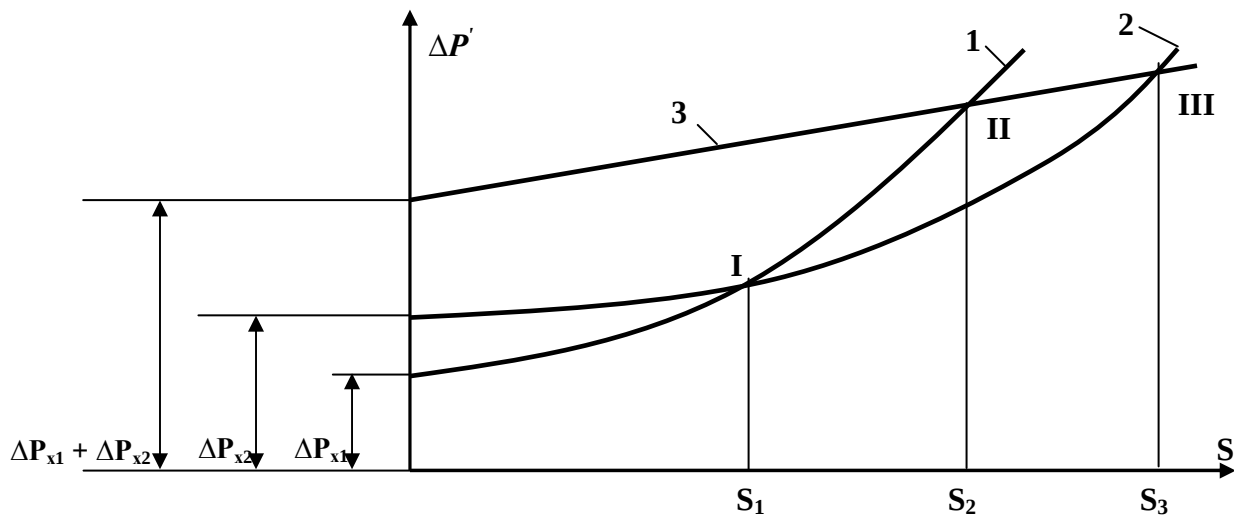


Рис. 8.3. Графік приведених втрат активної потужності ΔP_T в трансформаторах від навантаження S_H .

Отримані параболічні рівняння дозволяють знайти точки перетину I, II, III на рис. 8.3, які відповідають навантаженням S_1 , S_2 , S_3 . Координати, що задовольняють обом рівнянням і відображають втрати потужності в трансформаторах при послідовній та одночасній роботі, надають значення навантаження, при якому необхідно перейти від роботи з першим трансформатором до роботи з другим або обома трансформаторами одночасно. У рівняннях, індекси відповідають позначенням кривих на рис. 8.3.

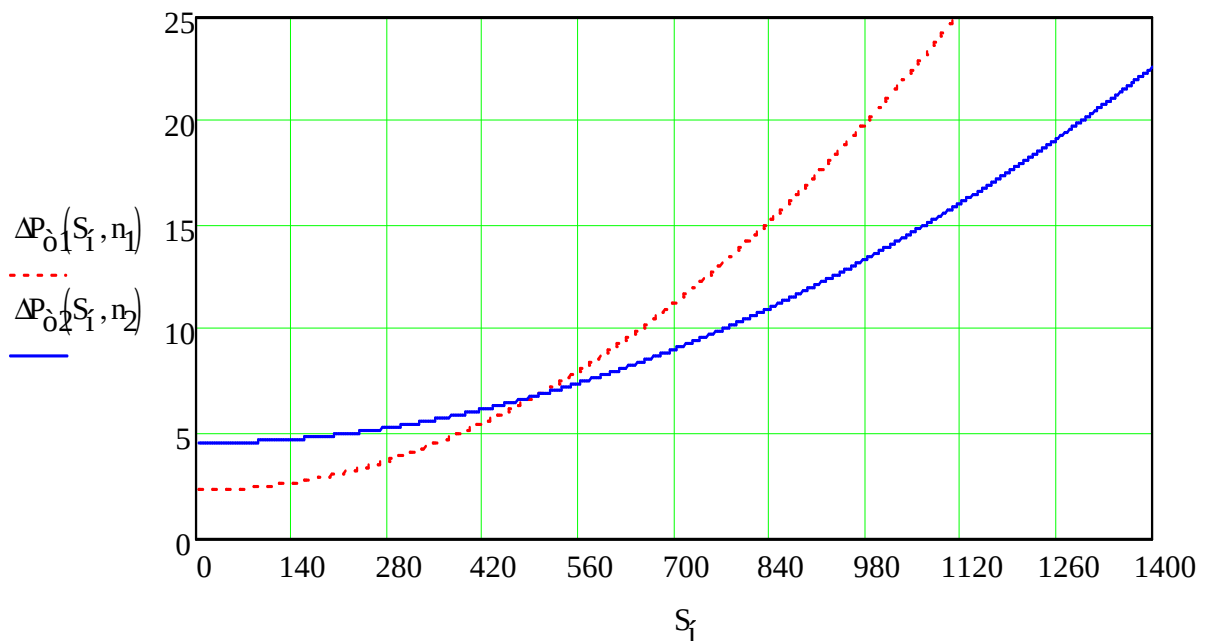


Рис.8.4. Залежність приведених втрат потужності від навантаження
КТП 2×ТМ-630/10

З рівності $\Delta P_{Т1I}' = \Delta P_{Т2II}'$ можна отримати, що:

$$S_{H1} = \sqrt{(a_2 - a_1) \cdot (b_1 - b_2)}, \quad (8.12)$$

де S_{H1} – потужність навантаження, за якої втрати в першому трансформаторі дорівнюють втратам потужності у другому трансформаторі (точка S_1 на рис.8.3).

У випадку для n трансформаторів, що мають однакові потужності можна записати:

$$S_{H1} = S_{ном.Т} \cdot \sqrt{(n \cdot (n - 1) \cdot \Delta P_x' / \Delta P_k')} . \quad (8.13)$$

В результаті побудови кривих зміни приведених втрат потужності в залежності від навантаження можна зробити наступні висновки:

- при навантаженнях до 495 кВА рекомендується вмикати лише один трансформатор;
- при навантаженнях вище 495 кВА доцільно вмикати обидва трансформатори для паралельної роботи.

Для оцінки ефективності заходів, спрямованих на зменшення втрат електроенергії у системах електропостачання, можна скористатися табл. 8.1.

Таблиця 8.1. Оцінка ефективності заходів по зменшенні втрат електроенергії в системах електропостачання.

Група по економічності	Група заходів	Захід	Складові економічного ефекту	Середня ефективність	Коефіцієнт ефективності, кВт·год/грн.	Очікуване зниження втрат, %
1	2	3	4	5	6	7
1	Технічні	Проведення заміни кабелів і проводів на лініях, які перевантажуються. Використання пристроїв поздовжньо-поперечного регулювання для економічного розподілу потоків потужностей у неоднорідних замкнутих мережах.	$\Xi_1 = \Xi_{\Delta W} + \Xi_k + \Xi_{п.с.}$	4,6 МВт·год /км 500-1200 МВт·год /шт.	4 - 7 11 - 16	-
2	Технічні	Використання конденсаторів для компенсації реактивної потужності. Використання синхронних компенсаторів для компенсації реактивної потужності. Заміна трансформаторів, що перемикаються без збудження, на трансформатори з можливістю регулювання під навантаженням. Використання пристроїв автоматичного регулювання коефіцієнта трансформації. Використання пристроїв автоматичного регулювання потужності батарей конденсаторів.	$\Xi_2 = \Xi_{\Delta W} + \Xi_k + \Xi_{п.с.} + \Xi_{\Delta Q}$	70-300 × МВт·год /Мвар 7 - 70 × МВт·год /шт. 0,35 - 35× МВт·год /шт.	20 - 30 1 - 5 1 - 5	- - -

1	2	3	4	5	6	7
3	Технічні	Підвищення ефективності використання пристроїв компенсації. Оптимізація рівня робочої напруги в центрах живлення радіальних мереж. Систематичний розрахунок оптимальних режимів реактивної потужності з урахуванням мережевих втрат. Оптимізація режимів споживання реактивної потужності на промислових підприємствах і вузлах електроспоживання. Стимулювання установки компенсуючих пристроїв на промислових підприємствах.		- -	- -	- -
4	Технічні	Спорудження додаткових ліній для розвантаження	$\mathcal{E}_3 = \mathcal{E}_{\Delta W} + \mathcal{E}_k + \mathcal{E}_{п.с.} + \mathcal{E}_H$	12 - 15 × кВт·год д/грн	12 - 15	2,0
5	Технічні	Установка трансформаторів у відповідності до їх навантаження	$\mathcal{E}_4 = \mathcal{E}_{\Delta W} + \mathcal{E}_{\Delta Q}$	1,2 - 13,5 - 38 ×тис.кВт ·год/шт	3 - 9	0,5
6	Технічні Режимні	Підвищення напруги в мережі за рахунок зниження міцності ізоляції Економічний розподіл потоків потужностей в оптимальних точках для неоднорідних замкнутих мереж Оптимізація роботи трансформаторів при їх малому завантаженні	$\mathcal{E}_5 = \mathcal{E}_{\Delta W} + \mathcal{E}_k + \mathcal{E}_{п.с.} - Y_H$	10 - 60× ×тис.кВт ·год/км 0,8-4,0× ×кВт·год/ МВА/год	-	0,8 1,0
7	Організаційні	Заходи зниження комерційних втрат та підвищення рівня ефективності експлуатації електричних мереж	$\mathcal{E}_6$	-	-	2,0

При розрахунках економічного ефекту заходів, спрямованих на зниження втрат енергії у електричних мережах, необхідно враховувати не лише безпосередній ефект від зниження втрат електроенергії, але й позитивний вплив на якість енергії, пропускну здатність мережі, надійність електропостачання тощо. Залежно від компонентів економічного ефекту, заходи зниження втрат можна поділити на декілька груп (табл. 8.1).

Група 1 – Дії, спрямовані на зниження втрат, включають в себе економічний ефект (E_1), який охоплює зменшення втрат енергії (ΔW), покращення якості енергії (E_k) і підвищення пропускну здатності мережі ($E_{п.с.}$).

Група 2 – Дії, спрямовані на зниження втрат, включають в себе економічний ефект (E_2), який охоплює зменшення втрат енергії (ΔW), покращення якості енергії (E_k), підвищення пропускну здатності ($E_{п.с.}$) і зниження втрат реактивної потужності (ΔQ).

Група 3 – Дії, що включаються в цю групу, враховують як економічний ефект (E_1), так і економічний ефект від підвищення надійності електропостачання (E_n).

Група 4 – Дії, які включаються в цю групу, мають економічний ефект (E_4) як від зниження втрат активної потужності (ΔW), так і від зниження втрат реактивної потужності (ΔQ).

Група 5 – Дії, які сприяють підвищенню надійності системи електропостачання, мають економічний ефект (E_5).

Група 6 – Дії, спрямовані на зниження комерційних втрат і покращення рівня експлуатації мережі, мають економічний ефект (E_6).

Ефективність заходів по зниженню втрат енергії в мережі залежить від багатьох факторів, включаючи взаємодію між ними. Ця взаємодія спостерігається як між групами заходів, так і всередині груп. Наприклад, ефективність заміни проводів на перевантажених лініях залежить не тільки від навантаження ліній і вартості заміни, але також від можливості встановлення компенсуючих пристроїв у вузлах мережі і спільного підвищення номінальної напруги мережі. У деяких випадках заміна проводу може виявитися недоцільною, оскільки розвантаження ліній можна досягти більш економічними шляхами.

						Арк.
Вим.	Арк.	№ документа	Підпис	Дата		74

Зниження втрат електроенергії в оптимізаційному режимі враховує доцільність відключення не до використаних трансформаторів при сезонному зниженні навантаження.

З табл. 8.1 видно, що дії, пов'язані зі зниженням втрат, пов'язаних з реактивною потужністю мереж, мають більше значення, тому ми далі розглянемо питання компенсації реактивної потужності.

Компенсація реактивної потужності як спосіб зменшення втрати електричної енергії. Застосування компенсації реактивної потужності в мережі споживачів дозволяє:

1) зменшити струм в елементах мережі, що приведе до зменшення перерізу проводів в ній:

$$I = \sqrt{P^2 + (Q_i - Q_k)^2} / \sqrt{3}U, \quad (8.14)$$

де Q_i – реактивна потужність, що споживається навантаженням; Q_k – потужність компенсуючих пристроїв;

2) зменшити повну потужність $S = \sqrt{P^2 + (Q_i - Q_k)^2}$, що призведе до зниження потужності трансформаторів та їх кількості;

3) мінімізувати втрати активної потужності ΔP , та відповідно зменшити плату за електроенергію.

Перед вибором компенсаційних засобів для реактивної потужності необхідно вжити заходів щодо зниження її споживання електроприймачами. До таких заходів можна віднести наступне:

– Збільшення завантаження технологічних агрегатів і їх ефективне використання, що супроводжується підвищенням коефіцієнта завантаження електродвигунів і $\cos\phi$. Сучасні асинхронні двигуни споживають реактивний струм, який становить близько 20-40% від номінального струму. Тому, чим сильніше завантажений двигун і чим більший робочий струм, тим вище коефіцієнт потужності.

– Використання обмежувачів холостого ходу для асинхронних двигунів і зварювальних агрегатів.

– Заміна, переналаштування або відключення трансформаторів, які завантажені менше 30% від їх номінальної потужності.

						Арк.
Вим.	Арк.	№ документа	Підпис	Дата		75

– Заміна малоавантажених двигунів на двигуни з меншою потужністю. При цьому необхідно збалансувати споживання реактивної потужності і втрати активної потужності в асинхронних двигунах.

$$c_1 \cdot Q_{H1} + (1 - c_1) \cdot Q_{H1} \cdot K_{31}^2 \geq c_2 \cdot Q_{H2} + (1 - c_2) \cdot Q_{H2} \cdot K_{32}^2; \quad (8.15)$$

$$b_1 \cdot \Delta P_{H1} + (1 - b_1) \cdot \Delta P_{H1} \cdot K_{31}^2 \geq b_1 \cdot \Delta P_{H2} + (1 - b_2) \cdot \Delta P_{H2} \cdot K_{32}^2, \quad (8.16)$$

де $b_1 = \Delta P_{H0} / \Delta P_H$ – співвідношення втрат в сталі асинхронного двигуна (ΔP_{H0}) до загальних втрат (ΔP_H); індекси 1 та 2 відносяться до двигунів різної потужності.

– Заміна асинхронних двигунів на синхронні в нових системах електроприводу там, де це є доцільним з техніко-економічних міркувань.

Важливо зазначити, що конструктивні особливості асинхронних двигунів впливають на їх споживання реактивної потужності. Закриті і вибухозахищені асинхронні двигуни мають більший магнітний об'єм порівняно зі звичайними двигунами та споживають більше реактивної потужності. Тому застосування таких двигунів повинно бути об'єктивно обґрунтовано. Тихохідні двигуни мають більший об'єм магнітного сердечника, тому їх застосування також слід обмежувати, якщо це можливо. Наприклад, для асинхронного двигуна потужністю 17 кВт маємо наступну залежність між швидкістю n та коефіцієнтом потужності $\cos\phi$:

n , об/хв	3000	1500	1000	750	600
$\cos\phi$	0,9	0,89	0,86	0,83	0,73

Ремонти двигунів повинні проводитися з умовою збереження їх номінальних характеристик.

Основними напрямками для зниження реактивної потужності перетворювачів є використання найбільш оптимальної силової схеми самого перетворювача. Дослідження в галузі перетворювальної техніки дозволяють створювати компенсаційні перетворювачі, які відрізняються від звичайних тим, що вони можуть не тільки споживати, але й генерувати реактивну потужність. Такі перетворювачі слід використовувати в першу чергу.

Великі зварювальні машини комплектуються індивідуальною компенсацією, що дозволяє підвищити коефіцієнт потужності $\cos\varphi$ до 1. Газорозрядні лампи також використовуються з засобами індивідуальної компенсації реактивної потужності.

Для забезпечення заданого режиму компенсації реактивної потужності підприємством необхідно використовувати компенсуючі пристрої. Серед джерел реактивної потужності використовуються синхронні двигуни, комплектні конденсаторні установки та фільтрокомпенсуючі пристрої.

Комплектні конденсаторні установки є найбільш поширеними джерелами реактивної потужності і використовуються в промислових електричних мережах з напругою від 1000 В і вище. Вони мають переваги перед іншими засобами компенсації реактивної потужності, так як мають низькі втрати активної потужності (0,0025–0,005 кВт/кВар), простоту монтажу і експлуатацію, можливість встановлення в будь-якому сухому приміщенні і в будь-якому місці електричної мережі.

Однак серед основних недоліків комплектних конденсаторних установок можна відзначити залежність генеруючої потужності $Q_{кб}$ конденсаторів від напруги і частоти.

$$Q_{кб} = Q_{КБном} K_u^2 K_f, \quad (8.17)$$

де K_u та K_f – відношення відхилення напруги та частоти мережі від їх номінальних значень.

Батарея конденсаторів в комплектній конденсаторній установці розділена на секції, і кожна з них вмикається або вимикається за допомогою контакторів. Більш ефективною є схема з тиристорними вимикачами, що дозволяє обмежити стрибки струму та швидко вмикати й вимикати секції комплектної конденсаторної установки, компенсуючи різко змінну реактивну потужність.

Статичні джерела реактивної потужності складаються з комбінації конденсаторних батарей і регулюючих ланок.

Розподіл засобів компенсації реактивної потужності між мережами напругою до 1000 В та вище здійснюється на основі техніко-економічних розрахунків. При розрахунках рекомендується враховувати наступні положення:

									Арк.
Вим.	Арк.	№ документа	Підпис	Дата					77

– Найбільше зниження втрат потужності та електроенергії досягається, коли конденсаторні батареї розташовані поруч із споживачами реактивної потужності.

– Економічно не вигідно передавати реактивну потужність із мережі напругою 10 кВ, якщо це призводить до збільшення кількості та потужності цехових трансформаторів.

– Використання комплектних конденсаторних установок на стороні 10 кВ цехових трансформаторних підстанцій та розподільчих пунктів, як правило, економічно необґрунтоване. Конденсаторні установки напругою 10 кВ слід встановлювати на головних понижувальних підстанціях та підстанціях глибокого вводу.

Очевидно, що завантаження мереж і інших елементів системи електропостачання реактивною потужністю мінімальне, коли джерела реактивної потужності встановлені безпосередньо у споживачів. Індивідуальна компенсація реактивної потужності є найбільш ефективною з точки зору зменшення втрат електроенергії. Цей метод застосовується для компенсації реактивної потужності, яка виникає в освітлювальних установках з розрядними джерелами світла, компенсованих асинхронних двигунах та інших споживачах. Однак, враховуючи збільшення капіталовкладень, такий метод компенсації не є економічно доцільним у більшості випадків, особливо коли при відключенні споживачів електроенергії також відключаються і компенсуючі пристрої. Крім того, використання індивідуальної компенсації реактивної потужності у споживачів зі змінним графіком навантаження вимагає застосування пристроїв, які регулюють вироблену реактивну потужність залежно від потреб, що ще більше збільшує капітальні витрати.

Отже, для поліпшення ситуації з компенсацією реактивної потужності можливо випускати електротехнічне обладнання разом з компенсуючими пристроями, які практично усувають генерацію реактивної потужності в системі та вирішують проблему її компенсації. Практичне впровадження такого рішення можливе лише за умови наявності якісних засобів компенсації реактивної потужності в широкому асортименті.

						Арк.
Вим.	Арк.	№ документа	Підпис	Дата		78

Вплив якості електроенергії на енергозберігаючі режими оцінюється системою показників якості. Ці показники включають відхилення і коливання напруги, несинусоїдальність форми напруги, несиметрію і неврівноваженість трьохфазної мережі, а також відхилення і коливання частоти. Якщо показники якості електроенергії не відповідають нормативним значенням, це призводить до додаткових втрат електроенергії порівняно з номінальним режимом.

Збитки від неякісної електроенергії мають технологічну і електромагнітну складові. Технологічна складова проявляється в зниженні якості і кількості випуску продукції через вплив якості електроенергії на роботу механізмів. Електромагнітна складова збитку визначається взаємодією елементів системи електропостачання і проявляється у зниженні енергетичних показників роботи електрообладнання і терміну його служби, а також в аварійних відмовах елементів (несправності комп'ютерів, автоматики, відмови батарей конденсаторів). Наслідки впливу електромагнітної сумісності елементів системи електропостачання визначаються рівнем взаємодії електрообладнання, при якому не виникають порушення нормальної роботи і падіння ефективності нижче певної економічно обґрунтованої межі.

Серед всіх показників якості електроенергії найбільші збитки спричиняють відхилення напруги. Неправильний розрахунок втрат електроенергії в розподільних мережах, що не враховує відхилення напруги, може призводити до помилок, які досягають 18-20% порівняно з розрахунковими значеннями при номінальній напрузі. Зниження напруги призводить до збільшення втрат, але вплив підвищеної напруги на приймачі електроенергії є недостатньо зрозумілим. Наприклад, у випадку асинхронних двигунів втрати енергії від рівня напруги мають явний мінімум при напрузі, що дещо нижча за номінальну при коефіцієнті завантаження $K_z \leq 0,8$, а при коефіцієнті завантаження $K_z = 0,85 \dots 1,0$ втрати зростають.

Дослідження впливу коливання напруги на електромагнітні втрати в мережах зі змінним навантаженням показують, що в середньому втрати електроенергії в струмоведучих частинах електрообладнання, включаючи

						Арк.
Вим.	Арк.	№ документа	Підпис	Дата		79

асинхронні двигуни, зростають не більше ніж на 2% при коливаннях напруги, а в синхронних двигунах - на 10%.

Додаткові втрати, що виникають при несиметричному навантаженні, пояснюються наявністю напруги зворотної послідовності. Для коефіцієнта несиметрії, який не перевищує нормованого значення, втрати становлять 2,4% для асинхронних двигунів, 4% - для трансформаторів і 4,2% - для синхронних двигунів від номінальних значень.

Приблизно на такому ж рівні (2-4% від основних) відбуваються втрати від вищих гармонічних складових несинусоїдальності струмів. Найбільші втрати активної потужності, обумовлені вищими гармоніками, спостерігаються у трансформаторах, двигунах і генераторах, оскільки зі збільшенням частоти зростає активний опір обмоток наближено пропорційно до квадратного кореня з частоти. У деяких випадках ці втрати можуть призвести до недопустимого перегріву обмоток електричних машин, а в усіх випадках - до неприпустимих втрат електроенергії. Присутність вищих гармонічних у напрузі сприяє більш інтенсивному старінню ізоляції електрообладнання порівняно з синусоїдальною напругою.

Несиметрія напруги в системах електропостачання впливає на роботу всіх споживачів електроенергії.

Особливо негативний вплив несиметрії напруги спостерігається на роботі і терміні служби асинхронних двигунів. Опір асинхронного двигуна для струмів зворотної послідовності становить лише 5-7% від опору для струмів прямої послідовності, і навіть невелика складова напруги зворотної послідовності призводить до значного струму зворотної послідовності. Цей струм додається до струму прямої послідовності і спричиняє додаткове нагрівання ротора і статора, що призводить до прискореного старіння ізоляції та зменшення номінальної потужності двигуна. Наприклад, при несиметрії напруги на рівні 4%, термін служби повністю завантаженого асинхронного двигуна зменшується у 2 рази, а при несиметрії напруги на рівні 5%, номінальна потужність двигуна зменшується на 5-10%, а при несиметрії напруги на рівні 10% - на 20-50%, в залежності від типу електродвигуна.

						Арк.
						80
Вим.	Арк.	№ документа	Підпис	Дата		

В асинхронних двигунах несиметрія напруги призводить до протидіючого обертового моменту, що зменшує корисний момент. Зменшення корисного моменту через протидіючий момент при несиметричному навантаженні визначається таким виразом:

$$M_2/M_{\text{ном}} = (s/(2-s)) \cdot (z_1^2 \cdot U_2^2)/(z_2^2 \cdot U_{\text{ном}}^2) = (s/(2-s)) \cdot z_1^2 \cdot e_2^2/z_2^2, \quad (8.18)$$

У даному виразі, де s представляє ковзання, z_1 і z_2 – повні опори прямої і зворотної послідовностей електродвигуна, а e_2 – коефіцієнт несиметрії напруги. Таким чином, зменшення обертаючого моменту залежить від квадрата коефіцієнта несиметрії напруги.

Що стосується конденсаторних установок, підключення симетричної по ємності трьохфазної конденсаторної батареї до електричної мережі може призвести до ще більшої несиметрії. Крім того, при несиметрії напруги конденсаторні установки нерівномірно завантажуються реактивною потужністю по фазам, що призводить до зміни спільної реактивної потужності. Відношення реактивної потужності конденсаторної установки при несиметричній напрузі в нормальному режимі можна виразити таким чином:

$$Q_{\text{нсм}}/Q_{\text{ном}} = ((U_{\text{ном}}^2 - U_1^2)/U_{\text{ном}}^2) \cdot (1 + e_2^2). \quad (8.19)$$

Для забезпечення нормальної тривалої експлуатації конденсаторної установки необхідно, щоб жодна з фаз (включаючи найбільш завантажену) не перевищувала втрати потужності над номінальним значенням. Це означає, що повна використана реактивна потужність неможлива. Її можна використовувати лише до рівня номінальної потужності. Номінальна потужність $Q_{\text{ном}}$ визначає верхню межу реактивної потужності трьохфазної конденсаторної установки, яку можна корисно використовувати при несиметричній напрузі без скорочення терміну служби конденсаторів по найбільш завантаженій фазі.

Що стосується трансформаторів, кабельних і повітряних ліній, при розрахунках додаткових втрат активної потужності в цих елементах в несиметричних режимах приблизно враховують, що ці втрати залежать від струму зворотної послідовності I_2 .

$$\Delta P_{\text{л2}} = 3 \cdot I_2^2 \cdot r_{\text{л2}}; \quad \Delta P_{\text{т2}} = 3 \cdot I_2^2 \cdot r_{\text{т2}}; \quad (8.20)$$

де $r_{\text{л2}}$ і $r_{\text{т2}}$ – опори ліній та трансформаторів.

						Арк.
Вим.	Арк.	№ документа	Підпис	Дата		81

Несиметрія напруг не має помітного впливу на роботу кабельних і повітряних ліній, проте при тих самих умовах можуть виникнути значні додаткові нагрівання трансформаторів і скорочення їх терміну служби.

Економія електроенергії у системах освітлення.

Витрати електроенергії на освітлення промислових підприємств постійно зростають і становлять близько 14% від загального споживання. Завдання економії електроенергії, витраченої на освітлення, полягає у забезпеченні оптимального рівня освітленості робочих місць і високої якості освітлення при мінімальних затратах шляхом правильного використання освітлювального обладнання і управління ним, створення комфортного середовища для підвищення продуктивності праці робітників.

Витрата електроенергії на освітлювальну систему залежить від кількості та потужності ламп, втрат електроенергії в пускорегулюючій апаратурі і освітлювальній мережі, а також від тривалості використання потужності освітлювальної системи протягом певного періоду часу. Тривалість роботи ламп в значній мірі залежить від використання природного освітлення, що потрібно враховувати при проектуванні будівель.

Розглянемо можливості економії електроенергії під час проектування і експлуатації освітлювальних систем.

Надзвичайно важливо правильно вибрати тип джерела світла. Однією з основних характеристик ламп є світловий вихід H , який відображає відношення світлового потоку лампи до її електричної потужності. Для промисловості рекомендовані такі типи ламп: лампи розжарювання - $H = 10...20$ лм/Вт, люмінесцентні лампи - $H = 42...62$ лм/Вт, дугові ртутні люмінесцентні лампи (ДРЛ) - $H = 35...55$ лм/Вт та дугові ртутні лампи з коригованою кольоровою температурою (ДРІ) - $H = 64...90$ лм/Вт, світлодіодні лампи $H = 85...1055$ лм/Вт.

За порівнянням світлових віддач видно, що найкращі показники спостерігаються у світлодіодних лампах. При порівнянні ефективності газорозрядних ламп і ламп розжарювання необхідно враховувати, що газорозрядні лампи потребують послідовного підключення з обмежувальним баластним опором і мають пристрій для запалювання газового розряду через падаючу вольт-

						Арк.
Вим.	Арк.	№ документа	Підпис	Дата		82

амперну характеристику. Втрати потужності в пускорегулюючій апаратурі люмінісцентних ламп становлять 5-40% від їх номінальної потужності. Проте, газорозрядні лампи мають численні переваги, такі як підвищена світлова віддача і триваліший термін служби (в 10-15 разів), що робить їх перспективними у порівнянні з лампами розжарення. Ще кращими характеристиками володіють світлодіодні лампи і світильники, які майже повністю витіснили інші типи ламп. В той же час при невеликій кількості годин використання освітлення та вже діючій освітлювальній установці її заміна на світлодіодну може бути економічно не вигідно.

Економія електроенергії в освітлювальних системах залежить від розташування світильників. Стан остіклення впливає на ефективне використання природного світла. Згідно з технічними правилами, рекомендується проводити щонайменше двічі на рік очищення скла. Регулярне протирання скла також є ефективним: тривалість горіння ламп зменшується на 15% в зимовий період і на 90% в літній період при двомінісному робочому дні.

Для ефективної економії електроенергії в освітлювальних системах потрібна раціональна система керування освітленням.

Правильна експлуатація і планово-попереджувальний ремонт мають велике значення для економії електроенергії в освітлювальних системах. Головним енергетиком слід складати плани і графіки проведення оглядів, очищення та заміни ламп. Заміна ламп розжарювання на світлодіодні є найбільш ефективними заходами для промислових освітлювальних систем, як для нових, так і для вже існуючих. Важливим питанням є також вдосконалення схем і конструкцій пуско-регулюючих апаратів, що сприятиме економному споживанню електроенергії. Очищення світильників та заміна зношених ламп є найважливішими заходами, які зменшують тривалість горіння ламп і прямо сприяють економії електроенергії, оскільки світловий потік газорозрядних ламп знижується з часом експлуатації.

						Арк.
Вим.	Арк.	№ документа	Підпис	Дата		83

ВИСНОВКИ

В випускній кваліфікаційній роботі розроблена система електропостачання агропромислових споживачів с.м.т. Голованівськ.

Детально розраховані електричні навантаження агропромислових і промислових підприємств району. Так після проведеного розрахунку активне навантаження району склало 2545 кВт, а реактивне – 2421 кВар без урахування компенсації. В роботі побудовані графіки електричних навантажень для активної та реактивної потужності за зимовий та літній періоди, а також річний графік за тривалістю. Час використання максимального навантаження складає 4784 год, а час максимальних втрат 2886 год. Техніко-економічне порівняння варіантів зовнішнього електропостачання показало, що найбільш оптимальним є варіант живлення кабельними лініями 10 кВ із спорудженням ЦРП. Це пояснюється відносно невеликою потужністю споживачів. З метою вибору місця встановлення ЦРП побудована картограма електричних навантажень. В роботі обчислені режими реактивної потужності системи електропостачання та основі техніко-економічних розрахунків та обрані компенсуючі пристрої. Так, загальна потужність батарей конденсаторів 0,4 кВ складає 1132 кВар, а 10 кВ – 900 кВар. Обрана кількість та потужність трансформаторів системи електропостачання, для промислових споживачів використані трансформатори типу ТМ630, а для агропромислових споживачів ТМ250. На основі розрахунків струмів КЗ обрано все високовольтне обладнання (вимикачі, вимикачі навантаження, розрядники, кабелі), які забезпечують електропостачання споживачів району. Спеціальний розділ кваліфікаційної роботи включає в себе розробку системи електрозбереження на агропромислових підприємствах, як на стадії проектування так і на стадії експлуатації. Розглянуто вибір оптимальних значень параметрів і елементів при проектуванні системи електропостачання, детально розглянуто економію електроенергії при експлуатації трансформаторів, асинхронних двигунів. Суттєву економію електроенергії дає застосування компенсації реактивної потужності в системі електропостачання. Розглянуто вплив якості електричної енергії на ефективність роботи системи електропостачання.

						Арк.
Вим.	Арк.	№ документа	Підпис	Дата		84

ПЕРЕЛІК ПОСИЛАНЬ

1. 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.
2. Шкрабець, Ф. П. Основи електропостачання : навч. посіб. / Ф. П. Шкрабець, П. Г. Плешков. - Кіровоград : РВЛ КНТУ, 2010. - 408 с.
3. Справочник по электроснабжению промышленных предприятия / под ред. А.А. Федорова, Г.В. Сербиновского, 1973.
4. Справочник по расчету электрических сетей / Шаповалов И.Ф., 1979.
5. Справочные материалы для курсового и дипломного проектирования / Неклепаев Б.Н., Крючков И.П. – М.: Энергоатомиздат 1989.
6. А.А. Федоров Основы электроснабжения промышленных предприятий. – М.: Энергия 1979.
7. М.В. Грейсх, С.С. Лазарев. Расчеты по электроснабжению промышленных предприятий – М.: Энергия 1977.
8. Справочник по проектированию электроснабжения, линий электропередачи и сетей. Под ред. Я.М. Большама и др. М., Энергия, 1975.
9. Плешков П.Г., Орлович А.Ю., Котиш А.І. Електропостачання промислових підприємств: Навчальний посібник для курсового та дипломного проектування. - Кіровоград: РВЛ КНТУ, 2007
10. Основи ефективного використання електричної енергії в системах електроспоживання промислових підприємств: навч. посіб. / [О. І. Соловей, В. П. Розен, П. Г. Плешков та ін.]; Кіровоград. нац. техн. ун-т. – Черкаси: Чабаненко Ю., 2015. – 316 с.
11. Кваліфікаційна робота бакалавра : метод. рекомендації до структури та оформлення випускної кваліфікаційної роб. для здобувачів вищої освіти першого (бакалаврського) рівня зі спец. 141 - Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка / [уклад. : П. Г. Плешков, Н. Ю. Гарасьова, А. І. Котиш та ін.] ; М-во освіти і науки України, Центральноукраїн. нац. техн. ун-т. – Кропивницький : ЦНТУ, 2023. – 80 с.

						Арк.
Вим.	Арк.	№ документа	Підпис	Дата		85