

Київ - 2021р.

НАЦІОНАЛЬНИЙ УНІВЕРСИТЕТ ХАРЧОВИХ ТЕХНОЛОГІЙ

Інститут Навчально-науковий інженерно-технічний інститут ім.акад. І.С.Гулого

Кафедра Електропостачання та енергоменеджменту

Освітній ступінь бакалавр

Спеціальність 141 «Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка»
(код і назва)

Освітньо-професійна програма «Електротехніка та електротехнології»
(назва)

ЗАТВЕРДЖУЮ

Завідувач кафедри

“ _____ ” _____ 2021 року

З А В Д А Н Н Я

НА КВАЛІФІКАЦІЙНУ РОБОТУ ЗДОБУВАЧА

Колесник Євген Григорович

(прізвище, ім'я, по батькові)

1. Тема роботи «Розробка СЕП насосної станції та методів використання відновлювальних джерел енергії»

керівник работ Чорний Юрій Аркадійович,
(прізвище, ім'я, по батькові, науковий ступінь, вчене звання)

затверджені наказом закладу вищої освіти від 09.11.2020 року № 934-кс

2. Строк подання здобувачем роботи 25.01.2021р.

3. Вихідні дані до роботи Призначення цеху і його розміри. Перелік споживачів і їх потужність. Розташування верстатів в цеху.

4. Зміст пояснювальної записки (перелік питань, які потрібно розробити) Розрахунок ел. навантажень цехових електроприймачів. Побудова графіків електричних навантажень. Вибір напруги і електричних схем. Розрахунок балансу реактивної потужності. Вибір кількості, потужності трансформаторів. Розрахунок силової мережі цеху. Розрахунок струмів короткого замикання. Облік та вимірювання режимних параметрів. Якість електричної енергії. Охорона праці. Методи використання відновлювальних джерел енергії.

5. Перелік графічного матеріалу

1. Схема електропостачання насосної станції

2. Силова схема електропостачання насосної станції.

3. Схема освітлення насосної станції

4. Спецпитання.

6. Консультанти розділів роботи

Розділ	Прізвище, ініціали та посада консультанта	Підпис, дата	
		завдання видав	завдання прийняв
ОП	доц.Сірик А.О.		

7. Дата видачі завдання 12.11.2020р.

КАЛЕНДАРНИЙ ПЛАН

№	Назва етапів виконання кваліфікаційної роботи	Строк виконання етапів роботи	Примітка
1	Отримання завдання на дипломний проект	12.11.2020р	
2	Вступ	13.11.2020р	
3	Коротка характеристика електроприймачів цеху	20.11.2020р	
4	Розрахунок ел. навантажень цехових електроприймачів	24.11.2020р	
5	Побудова графіків електричних навантажень цеху	28.11.2020р	
6	Вибір напруги і електричних схем зовнішнього та внутрішнього електропостачання цеху	05.12.2020р	
7	Розрахунок балансу реактивної потужності та вибір компенсуючих пристроїв в низьковольтних мережах	11.12.2020р	
8	Вибір кількості, потужності трансформаторів та місця розташування цехових трансформаторних підстанцій	17.12.2020р	
9	Розрахунок силової мережі цеху	21.12.2020р	
10	Розрахунок струмів короткого замикання та вибір високовольтного та низьковольтного ел. обладнання	27.12.2020р	
11	Релейний захист (РЗА)	03.01.2021р	
12	Облік та вимірювання режимних параметрів систем електропостачання	06.01.2021р	
13	Якість електричної енергії в системі електропостачання	12.01.2021р	
14	Охорона праці	17.01.2021р	
15	Методи використання відновлювальних джерел енергії.	22.01.2021	
16	Список літератури	23.01.2021р	
17	Здача дипломного проекту на перевірку	25.01.2021р	

Здобувач

(підпис)

Колесник Є.Г.

Керівник роботи

(підпис)

Чорний Ю.А.

АНОТАЦІЯ

Колесника Є.Г. Розробка СЕП насосної станції та методів використання відновлювальних джерел енергії.

141 «Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка»

Національний Університет Харчових Технологій, Київ -2021

У дипломній роботі розглянуто питання та розв'язані актуальні задачі в розробці системи електропостачання насосної станції та методів використання відновлювальних джерел енергії а саме розкриті такі теми: розрахунок електричних навантажень цехових електроспоживачів; вибір напруги і електричних схем зовнішнього та внутрішнього електропостачання; побудова графіків електричних навантажень; розрахунок балансу реактивної потужності та вибір компенсуючих пристроїв в низьковольтних мережах; вибір кількості та потужності трансформатора та місця розташування трансформаторних підстанцій; вибір схеми та розрахунок цехової мережі; розрахунок стумів короткого замикання; розрахунок релейного захисту та автоматики; вибір комплексних систем обліку та контролю електроспоживання, багатофункціональних електронних лічильників; якість електричної енергії в системі електропостачання; обґрунтування рішення щодо розміщення електротехнічного обладнання; організаційні та технічні заходи з охорони праці.

Окремим розділом проаналізовано методи використання відновлювальних джерел енергії, метою якого є вибір найбільш оптимального варіанта схеми, параметрів електромережі і її елементів, що дозволяють забезпечити необхідну надійність електроживлення та безперебійної роботи насосної станції.

**ЕЛЕКТРОПОСТАЧАННЯ; ВИРОБНИЧИЙ ЦЕХ; ТРАНСФОРМАТОР;
НАПРУГА; СТРУМ.**

ДП 2021 141

					ДП 2021 141			
Змн.	Лбист	№ докум.	Підпис	Дата				
Розроб.	Колесник Є.Г.				Анотація	Літ.	Лист	Листів
Перевір.	Чорний Ю.А.							
Реценз.						ННІТІ ім. акад. І.С.Гулого		
Н. Контр.								
Затверд.	Балюта С.М							

ANNOTATION

Kolesnik EG Development of EPS of pumping station and methods of using renewable energy sources.

141 "Electric power, electrical engineering and electromechanics"

National University of Food Technology, Kyiv- 2021

The thesis considers the issues and solves the current problems in the development of the power supply system of the pumping station and methods of using renewable energy sources, namely the following topics: calculation of electrical loads of shop consumers; selection of voltage and electrical circuits of external and internal power supply; construction of schedules of electric loadings; calculation of reactive power balance and selection of compensating devices in low-voltage networks; selection of the number and power of the transformer and location of transformer substations; selection of the scheme and calculation of the shop network; calculation of short-circuit stumps; calculation of relay protection and automation; selection of complex systems of accounting and control of electricity consumption, multifunctional electronic meters; quality of electric energy in the power supply system; substantiation of the decision on placement of electrical equipment; organizational and technical measures for labor protection.

A separate section analyzes the methods of using renewable energy sources, the purpose of which is to select the most optimal version of the scheme, the parameters of the grid and its elements to ensure the necessary reliability of power supply and uninterrupted operation of the pumping station.

ELECTRICITY; PRODUCTION PLANT; TRANSFORMER; VOLTAGE; CURRENT

					ДП 2021 141	Лист
Зм.	Лист	№ докум.	Підпис	Дата		

АННОТАЦИЯ

Колесника Е.Г. Разработка СЭП насосной станции и методов использования возобновляемых источников энергии.

141 «Электроэнергетика, электротехника и электромеханика»

Национальный Университет Пищевых Технологий, Киев 2021

В дипломной работе рассмотрены вопросы и решены актуальные задачи в разработке системы электроснабжения насосной станции и методов использования возобновляемых источников энергии а именно раскрыты следующие темы: расчет электрических нагрузок цеховых электропотребителей; выбор напряжения и электрических схем внешнего и внутреннего электроснабжения; построение графиков электрических нагрузок; расчет баланса реактивной мощности и выбор компенсирующих устройств в низковольтных сетях; выбор количества и мощности трансформатора и местоположения трансформаторных подстанций; выбор схемы и расчет цеховой сети; расчет токов короткого замыкания; расчет релейной защиты и автоматики; выбор комплексных систем учета и контроля электропотребления, многофункциональных электронных счетчиков; качество электрической энергии в системе электроснабжения; обоснования решения о размещении электротехнического оборудования; организационные и технические мероприятия по охране труда.

Отдельным разделом проанализированы методы использования возобновляемых источников энергии, целью которого является выбор наиболее оптимального варианта схемы, параметров электросети и ее элементов, позволяющих обеспечить необходимую надежность электропитания и бесперебойной работы насосной станции.

Электроснабжение, производственный цех, трансформатор, напряжение, ток.

					ДП 2021 141	Лист
Зм.	Лист	№ докум.	Підпис	Дата		

	Зміст	ст.
	Вступ	5
1.	Коротка характеристика виробництва та споживачів	6
2.	Розрахунок електричних навантажень електроспоживачів насосної станції	9
2.1.	Розрахунок силових електричних навантажень в електричних мережах до 1000 В	9
2.2.	Розрахунок освітлювальних навантажень	11
3.	Побудова графіків електричних навантажень насосної станції.	14
4.	Вибір напруги і електричних схем зовнішнього та внутрішнього електропостачання насосної станції	20
5.	Режими реактивної потужності системи електропостачання	25
5.1.	Розрахунок балансу реактивної потужності та вибір компенсуючих пристроїв в низьковольтних мережах	25
5.2.	Вибір кількості, потужності та місця розташування компенсуючих пристроїв	26
5.3.	Вибір закону регулювання і системи автоматичного керування компенсуючих пристроїв	28
5.4.	Розрахунок фактичного коефіцієнта потужності	29
6.	Вибір кількості, потужності трансформаторів та місця розташування трансформаторних підстанцій (ТП)	31
6.1	Вибір потужності трансформаторів ТП	31
6.2	Техніко-економічний розрахунок щодо вибору трансформаторів ТП	33
7.	Вибір схеми та розрахунок цехової мереж	37
7.1.	Розрахунок силової мережі цеху	37

					ДП 2021 141			
Змн.	ЛЗист	№ докум.	Підпис	Дата				
Розроб.	Колесник Є.Г.				Зміст	Літ.	Лист	Листів
Перевір.	Чорний Ю.А.						3	2
Реценз.						ННІТІ ім. акад. І.С.Гулого		
Н. Контр.						ЗЕЛ-5-8ск		
Затверд.	Балюта С.М							

7.2. Розрахунок освітлювальної мережі цеху	47
8. Розрахунок струмів коротких замикань	56
9. Релейний захист та автоматика(РЗА)	61
10. Облік та вимірювання режимних параметрів електропостачання	67
10.1. Обґрунтування систем комерційного та технічного обліку і контролю електроспоживання	67
10.2. Вибір комплексних систем обліку та контролю електроспоживання	69
11. Якість електричної енергії в системі електропостачання	75
11.1. Характеристики показників якості електричної енергії	
11.2. Характеристика методів та технічних заходів по забезпеченню якості електроенергії	
11.3. Перевірка цехової мережі на допустиме відхилення напруги. Вибір добавки напруги пристрою ПБЗ цехових трансформаторів	
12. Охорона праці	82
13. Методи використання відновлювальних джерел енергії	100
13.1. Економічні основи формування ринку відновлюваних джерел енергії	100
13.2. Сонячна енергетика. Можливість використання сонячної енергії	104
13.3. Вітрова енергетика	112
13.4. Вибір розрахункової швидкості вітру і економічна оцінка роботи ВЕУ	120
Висновки	
Список використаної літератури	

Вступ

Системою електропостачання називають сукупність пристроїв для передачі та розподілу електроенергії. Посідаючи проміжне положення між центрами живлення та споживачами, системи електропостачання міст створюються для забезпечення живлення електроенергією споживачів, розташованих на території міста.

Як свідчить аналіз сучасного стану систем електропостачання, існує об'єктивна необхідність в оптимізації режимів їх роботи, удосконалення принципів побудови мереж за рівнями напруги та видами виконання, комплексній автоматизації, підвищенні надійності, якості та ефективності функціонування мереж з урахуванням регіональних особливостей, що забезпечить ефективне управління, модернізацію та інноваційний розвиток електричних мереж.

Завдання проектування електричних систем та мереж полягає у розробці та обґрунтуванні рішень, що визначають розвиток електричних систем та мереж, за найнижчими витратами на постачання споживачів енергією при забезпеченні технічних обмежень на надійність електропостачання та якості електроенергії, з урахуванням економічних, екологічних та соціальних вимог. Ці та інші проблеми вимагають свого розв'язання шляхом вибору оптимального напрямку розвитку електричних мереж.

У наш час постійного розвитку та впровадження нових технологій питання виробництва та передачі електроенергії стає все більш актуальним. Система передачі повинна бути своєчасно адаптована до будь-яких змін у структурі виробництва та споживання електроенергії, але не зменшуючи її основні показники – якість та надійність енергопостачання від джерела до споживача.

					ДП 2021 141									
Змн.	Л5ист	№ докум.	Підпис	Дата										
Розроб.		Колесник Є.Г.				Вступ			Лім.		Лист		Листів	
Перевір.		Чорний Ю.А.							5		1			
Реценз.									ННІТІ ім. акад. І.С.Гулого ЗЕЛ-5-8ск					
Н. Контр.														
Затверд.		Балюта С.М												

Розділ 1. Коротка характеристика виробництва та споживачів.

Електроприймачі насосної станції не пов'язані між собою технологічним процесом, їх робота відбувається незалежно один від одного і зупинка одного або декількох з них не викликає зупинки інших приймачів. До складу станції входять вентилятори, свердлильний станок, заточний, токарно-револьверний фрезерувальний круглошлифувальний різьбонарізний верстати, електронагрівачі опалювальні, кран мостовий, вакуумні насоси, електродвигуни засувок, насосні агрегати, щит сигналізації, дренажні насоси, зварювальні агрегати.

Розміри цеха $A \times B \times H = 30 \times 42 \times 9$ м.

Перелік обладнання насосної станції вказано в таблиці.

Номінальна потужність P_n вказана для одного електроприймача.

Розміщення основного обладнання вказано на плані рис. 1.1.

Перелік електричного обладнання насосної станції (табл. 1.1).

					ДП 2021 141			
Змн.	Лбист	№ докум.	Підпис	Дата				
Розроб.		Колесник Є.Г.			Розділ 1. Коротка характеристика виробництва та споживачів	Літ.	Лист	Листів
Перевір.		Чорний Ю.А.					6	3
Реценз.						ННІТІ ім. акад. І.С.Гулого ЗЕЛ-5-8ск		
Н. Контр.								
Затверд.		Балюта С.М						

Таблиця 1.1

Номер на плані	Найменування електроприймача	P _н , кВт	Примітка
1,2	Вентилятор	7	
3	Свердильний верстат	2,2	
4	Заточний верстат	2	
5	Токарно-револьверний верстат	24	
6	Фрезерний верстат	8	
7	Круглошлифувальний верстат	7	
8	Різьбонарізний верстат	6	
9-11	Електронагрівачі опалювальні	12,5	
12	Кран мостовий	34	ПВ = 25%
13-17	Електродвигуни вакуумних насосів	7	
18-22	Електродвигуни засувки	1,2	
23-27	Насосні агрегати	220	
28	Шит сигналізації	1,2	
29,30	Дренажні насоси	10,2	
31,32	Зварювальні агрегати	13,5	ПВ = 40%

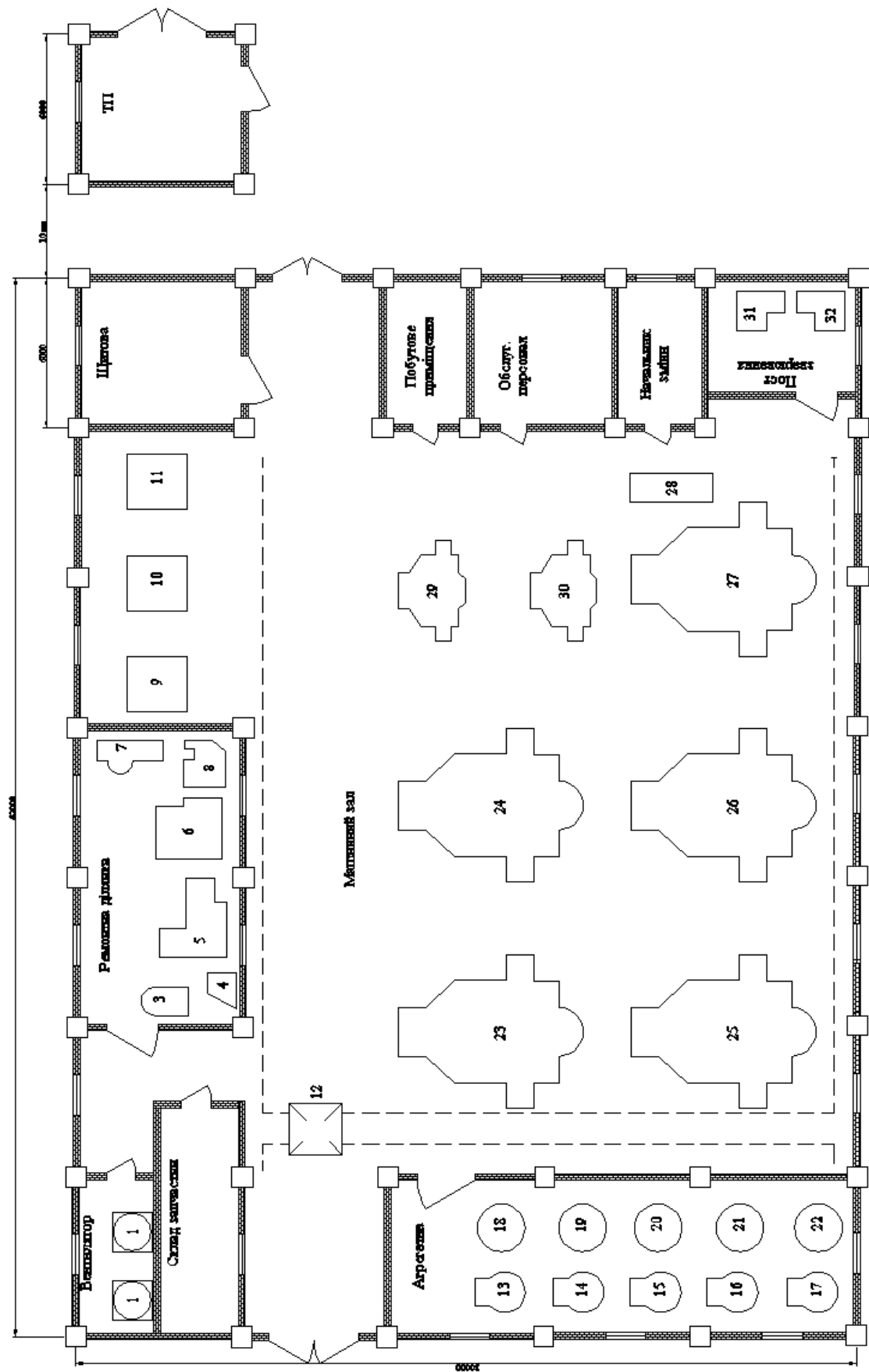


Рис. 1.1. Схема розміщення обладнання в цеху

Зм.	Лист	№ докум.	Підпис	Дата

ДП 2021 141

Лист

8

Розділ 2. Розрахунок електричних навантажень цехових електроспоживачів

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

Для електроприймачів, які працюють в повторно-короткочасному режимі (ПКР), приводять їх роботу до довготривалого режиму (наприклад зварювальний трансформатор та кран-балка).

Розрахунок методики покажемо на електроприймачах: кран мостовий та зварювальні агрегати:

$$P_{ном} = n \cdot (P_{уст} \cdot \sqrt{TU}) = 1 \cdot (34 \cdot \sqrt{0,25}) = 17 \text{ кВт}$$

$$P_{ном} = n \cdot (P_{уст} \cdot \sqrt{TU}) = 1 \cdot (13,5 \cdot \sqrt{0,4}) = 8,54 \text{ кВт}$$

Стандартні значення ТУ – 15; 25; 30; 40; 60 %. При розрахунку $P_{ном}$ замість ТУ в формулу слід писати одне з вибраних значень, наприклад: 25)

Розрахунок подамо в табличній формі (таблиця 2.2).

Знаходимо розрахункову потужність вентилятора:

Сумарна номінальна потужність волоочильного верстата:

$$P_{\Sigma пв} = n_{шт} \cdot P_1 = 2 \cdot 7,0 = 14,0 \text{ кВт}$$

де P_1 – одинична номінальна потужність;

$n_{шт}$ – кількість електроприймачів.

Використовуючі вихідні дані - для вентилятора:

Коефіцієнт використання $K_B = 0,65$ та $\cos \varphi = 0,8$, знаходимо з табл. 2.1 [1].

$$\operatorname{tg} \varphi = \arccos 0,8 = 0,45$$

Визначаємо середню потужність за максимальну завантажену зміну:

$$P_{смпв} = P_{\Sigma пв} \cdot K_B = 14,0 \cdot 0,65 = 9,1 \text{ кВт}$$

$$Q_{смпв} = P_{смпв} \cdot \operatorname{tg} \varphi = 9,1 \cdot 0,45 = 4,1 \text{ квар}$$

Для інших споживачів результати розрахунків заносимо в таблицю 2.2.

					ДП 2021 141		
Зм.	Лист.	№ докум.	Підпис	Дата			
Розроб.	Колесник Є.Г.				Розділ 1. Розрахунок електричних навантажень цехових електроспоживачів	Лім.	Лист
Перевір.	Чорний Ю.А.						9
Реценз.						ННІТІ ім. акад. І.С.Гулого ЗЕЛ-5-8ск	
Н. Контр.							
Затверд.	Балюта С.М.						

Сумарна номінальна потужність електроприймачів беремо з таблиці 2.2:

$$P_{\Sigma} = \sum P_{\text{ном}} = 984,04 \text{ кВт}$$

Сумарна середня активна потужність електроприймачів беремо з таблиці 2.2.:

$$P_{\Sigma \text{см}} = \sum P_{\text{см}} = 616,2 \text{ кВт}$$

Сумарна середня реактивна потужність електроприймачів беремо з таблиці 2.2.:

$$Q_{\Sigma \text{см}} = \sum Q_{\text{см}} = 291,8 \text{ квар}$$

Коефіцієнт використання електросприймачів зі змінним графіком навантаження:

$$K_B = \frac{\sum P_{\text{см}}}{\sum P_{\text{ном}}} = \frac{616,2}{984,04} = 0,63$$

Визначасмо n_e :

$$n_e = \frac{2 \cdot \sum_1^n P_{\text{ном}i}}{P_{\text{ном}i \text{ max}}} = \frac{2 \cdot 984,04}{160} = 12,3 > 3$$

По таблиці 2.1., [1] знаходимо коефіцієнт максимуму K_M методом інтерполяції при $n_e = 12,3$.

$$K_M = 1,27$$

Розрахункова активна потужність всіх електросприймачів:

$$P_{\text{розр}} = P_{\Sigma \text{см}} \cdot K_M = 616,2 \cdot 1,27 = 782,6 \text{ кВт}$$

Так як $n_e > 10$, то реактивна складова визначається як:

$$Q_{\text{розр}} = Q_{\Sigma \text{см}} = 291,8 \text{ квар}$$

Повна потужність:

$$S_{\text{розр}} = \sqrt{P_{\text{розр}}^2 + Q_{\text{розр}}^2} = \sqrt{782,6^2 + 291,8^2} = 845,88 \text{ кВА}$$

Розрахунковий струм всіх електроприймачів, що працюють зі змінним графіком навантаження:

$$I_{\text{розр}} = \frac{S_{\text{розр}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}}} = \frac{845,88}{\sqrt{3} \cdot 0,4} = 1285,18 \text{ А}$$

Обчислення пікового струму та пікової потужності

Піковий струм групи споживачів завантаження визначається, виходячи з таких умов: всі двигуни крім найпотужнішого працюють в нормальному режимі, а найпотужніший запускається.

Піковий струм групи споживачів що працюють зі змінним графіком навантаження:

$$I_{\text{пik}} = i_{\text{пуск}}^{\text{max}} + (I_{\text{розр}} - K_{\text{в}} \cdot I_{\text{ном}}^{\text{max}})$$

$i_{\text{пуск}}^{\text{max}}$ – пусковий струм найпотужнішого двигуна в групі;

$I_{\text{розр}}$ – розрахунковий струм всіх електросприймачів, що працюють зі змінним графіком навантаження;

$K_{\text{в}}$ – коефіцієнт використання для цього двигуна;

$I_{\text{ном}}^{\text{max}}$ – номінальний струм найпотужнішого двигуна.

$$i_{\text{пуск}}^{\text{max}} = K_{\text{пуск}} \cdot I_{\text{ном}}^{\text{max}}$$

$K_{\text{пуск}}$ – кратність пускового струму. $K_{\text{пуск}} = 5$

$$I_{\text{ном}}^{\text{max}} = \frac{P_{\text{ном}}^{\text{max}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}} \cdot \cos \varphi \cdot \eta_{\text{ном}}} = \frac{160}{\sqrt{3} \cdot 0,4 \cdot 0,7 \cdot 0,9} = 366,57 \text{ А}$$

$P_{\text{ном}}^{\text{max}}$ – потужність найпотужнішого двигуна;

$$i_{\text{пуск}}^{\text{max}} = K_{\text{пуск}} \cdot I_{\text{ном}}^{\text{max}} = 5 \cdot 366,57 = 1832,86 \text{ А}$$

Піковий струм електроприймачів:

$$I_{\text{пik}} = i_{\text{пуск}}^{\text{max}} + (I_{\text{розр}} - K_{\text{в}} \cdot I_{\text{ном}}^{\text{max}})$$

$$I_{\text{пik}} = 1832,86 + (1285,18 - 0,63 \cdot 366,57) = 2656,16 \text{ А}$$

Визначення пікової потужності:

$$S_{\text{пik}} = \sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}} \cdot I_{\text{пik}} = \sqrt{3} \cdot 0,4 \cdot 2656,16 = 1840,24 \text{ кВА}$$

2.2. Розрахунок освітлюваного навантаження

Розраховуємо площу нашого цеху:

Довжина цеху: $a=42 \text{ м}$,

Ширина цеху: $b=30 \text{ м}$,

Площа цеху: $S = a \cdot b = 1260 \text{ м}^2$

					ДП 2021 141	Лист
Зм.	Лист	№ докум.	Підпис	Дата		11

Питома норма освітлення: $p = 0,015 \text{ кВт} / \text{м}^2$

Тоді, розрахункова потужність

$$P_{po} = P_{nom} \cdot S = 0,015 \cdot 1260 = 18,9 \text{ кВт}$$

$$Q_{po} = P_{po} \cdot \tan \varphi = 18,9 \cdot 0,33 = 6,24 \text{ кВт}$$

$$\tan \varphi = \tan(\cos(0,95)) = 0,33$$

Повна потужність:

$$P_{роз.ц} = P_p + P_{po} = 782,6 + 18,9 = 801,5 \text{ кВт}$$

$$Q_{роз.ц} = Q_p + Q_{po} = 291,8 + 6,24 = 298,04 \text{ квар}$$

$$S_{розр} = \sqrt{P_{роз.ц}^2 + Q_{роз.ц}^2} = \sqrt{801,5^2 + 298,04^2} = 855,12 \text{ кВА}$$

Розрахунковий струм всіх електроприймачів:

$$I_{розр} = \frac{S_{розр}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном}} = \frac{855,12}{\sqrt{3} \cdot 0,4} = 1234,3 \text{ А}$$

Таблиця 2.2

Електроприймач					Коефіцієнти			Потужність	
№	Назва	п шт	P'ном кВт	Pном кВт	Кв	cosf	tgf	Pсм кВт	Qсм квар
1	Вентилятор	2	7	14	0,65	0,8	0,45	9,1	4,10
2	Свердлильний верстат	1	2,2	2,2	0,3	0,7	0,73	0,66	0,48
3	Заточний верстат	1	2	2	0,3	0,7	0,73	0,6	0,44
4	Токарно-револьверний верстат	1	24	24	0,3	0,7	0,73	7,20	5,25
5	Фрезерний верстат	1	8	8	0,3	0,7	0,73	2,4	1,75
6	Круглошлифувальний верстат	1	7	7	0,3	0,7	0,73	2,1	1,53
7	Різьбонарізний верстат	1	6	6	0,3	0,7	0,73	1,8	1,31
8	Електронагрівачі опалювальні	3	12,5	37,5	0,75	0,95	0,1	28,13	2,89
9	Кран мостовий	1	17	17	0,25	0,65	0,89	4,25	3,78
10	Електродвигуни вакуумних насосів	5	7	35	0,6	0,7	0,73	21,00	15,30
11	Електродвигуни засувки	1	1,2	1,2	0,25	0,7	0,73	0,3	0,22
12	Насосні агрегати	5	160	800	0,65	0,8	0,45	520	234,00

13	Шит сигналізації	1	1,2	1,2	0,25	0,7	0,73	0,3	0,22
14	Дренажні насоси	2	10,2	20,4	0,65	0,75	0,58	13,26	7,74
15	Зварювальний агрегат	2	13,5	8,54	0,6	0,35	2,51	5,12	12,85
	Разом	28	278,8	984,04				616,2	291,8

					ДП 2021 141	Лист
Зм.	Лист	№ докум.	Підпис	Дата		13

3. Побудова графіків електричних навантажень насосної станції.

Коефіцієнт завантаження від максимального $m_i = S_i / S_{\Sigma \text{макс}}$	Години доби $\Delta t, \text{год}$	Навантаження обмоток ВН для споживачів II та III категорії надійності, кВА $S_i = m_i \cdot S_{\Sigma \text{макс}}$
0,75	0...5	641,34
0,8	5...8	684,1
0,9	8...15	769,61
0,7	15...18	598,58
1	18...20	855,12
0,85	21...23	726,85
0,75	23...24	641,34

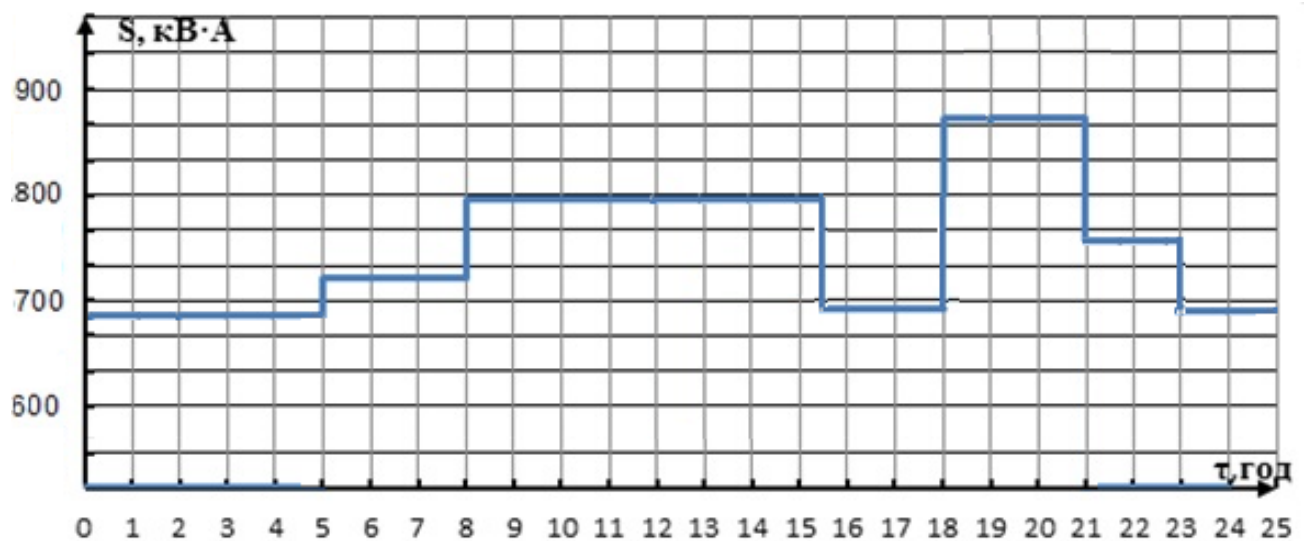


Рис. 3.1. Добовий графік навантаження насосної станції

Впорядкований графік навантаження (річний графік споживання потужності) [1].

За результатами розрахунів згідно алгоритму отримання впорядкованих графік навантаження [1] будемо графік для насосної станції, що проектується (рис. 3.3).

					ДП 2021 141		
		№ докум.	Підпис		Розділ 3. Побудова графіків електричних навантажень насосної станції.		
Розроб.	Калесник Є.Г.						
Перевір.	Чорний Ю.А.						
Реценз.							
Н. Контр.							
Затверд.	Балюта С.М.				Літ. Лист Листів 17 3 ННІТІ ім. акад. І.С.Гулого ЗЕЛ-5-8ск		

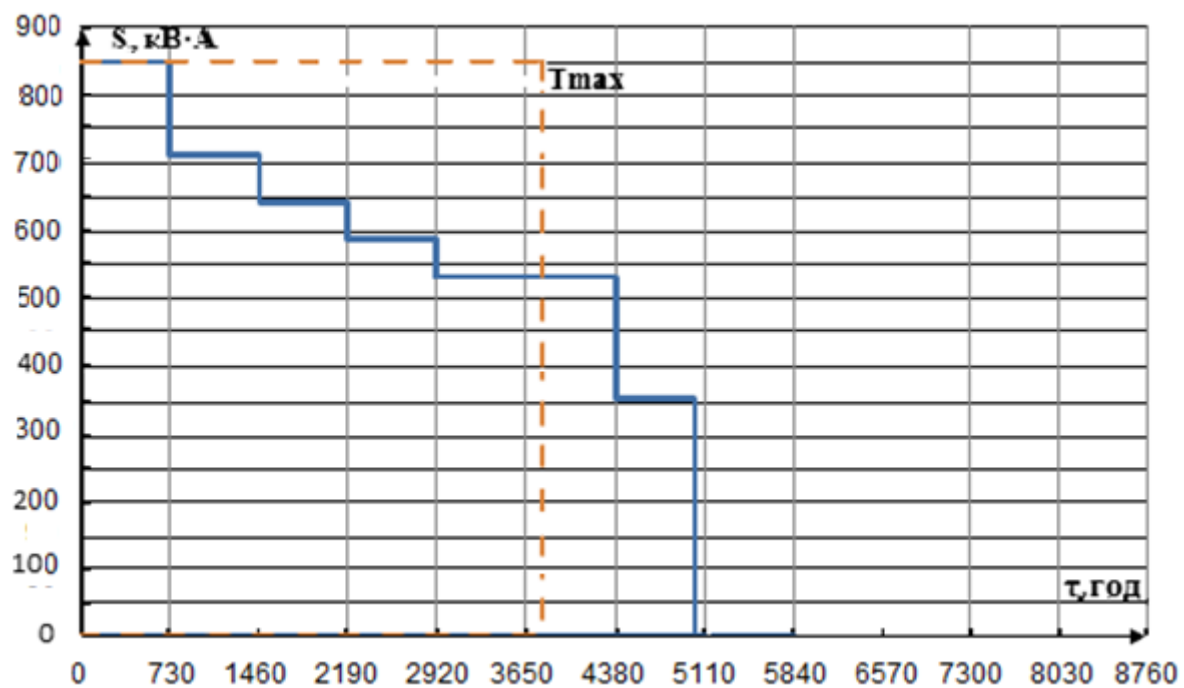
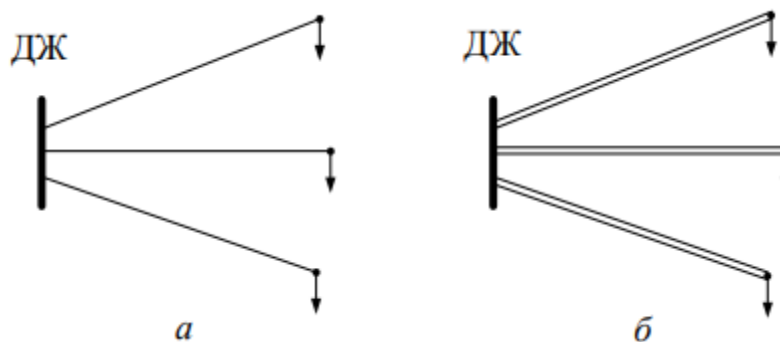


Рис. 3.3. Впорядкований графік навантаження насосної станції

4. Вибір напруги і електричних схем зовнішнього та внутрішнього електропостачання насосної станції.

Схеми електропостачання промислових підприємств напряму пов'язані з надійністю забезпечення електричною енергією своїх споживачів. Де під надійністю розуміється здатність системи електропостачання і її окремих частин забезпечувати безперебійне постачання споживачів електричною енергією. Основні принципи забезпечення надійного електропостачання полягають у наступному:

- застосування відповідних (резервованих) схем електропостачання;
- використання резервних ДЖ;
- використання мережної автоматики, під якою розуміється комплекс пристроїв для автоматичного включення і відключення ЛЕП, трансформаторів, шин при порушенні електропостачання (автоматичного повторного включення (АПВ), автоматичного вводу резерву (АВР), автоматичного частотного розвантаження (АЧР). На теперішній час не існує загальноприйнятої класифікації схем електропостачання [8, 4]. Найбільш розповсюдженою є їх класифікація за конфігурацією: радіальні, магістральні й змішані. Радіальні схеми. Це схеми, в яких електрична енергія від ДЖ передається до споживача без відгалужень. Залежно від надійності електропостачання радіальні схеми бувають нерезервованими й резервованими (рис. 3.1).



					ДП 2021 141		
		№ докум.	Підпис				
Розроб.	Колесник Є.Г.			4. Вибір напруги і електричних схем зовнішнього та внутрішнього електропостачання цеху	Літ.	Лист	Листів
Перевір.	Чорний Ю.А.					20	5
Реценз.					ННІТІ ім. акад. І.С.Гулого ЗЕЛ-5-8ск		
Н. Контр.							
Затверд.	Балюта С.М						

Рис. 4.1. Радіальні схеми електропостачання: а – нерезервована; б – резервована

Магістральні схеми. Це схеми, в яких електрична енергія від ДЖ передається до декількох споживачів від однієї магістралі. Магістральні схеми умовно можна розділити на дві групи. До першої групи відносяться одиночні магістральні схеми з одностороннім і двостороннім живленням (рис. 3.2 а, б). До другої групи належать схеми з двома магістралями і схема з резервною магістраллю (рис. 3.2, в, г, д).

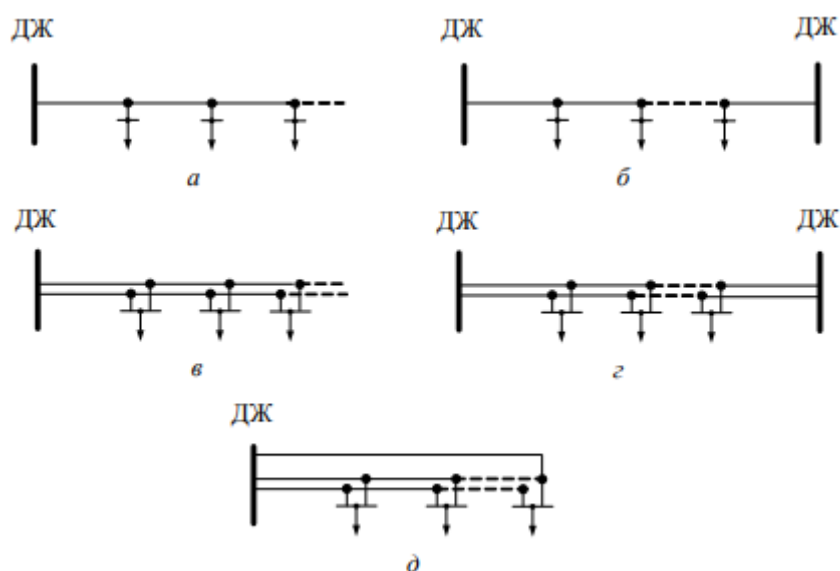


Рис. 4.2. Магістральні схеми електропостачання: а – одиночна з одностороннім живленням; б – одиночна з двостороннім живленням; в – подвійна з одностороннім живленням; г – подвійна з двостороннім живленням; д – подвійна з резервною магістраллю Змішані схеми. Ці схеми включають в себе елементи радіальних і магістральних схем (рис. 3.3).

Змішані схеми. Ці схеми включають в себе елементи радіальних і магістральних схем (рис. 3.3).

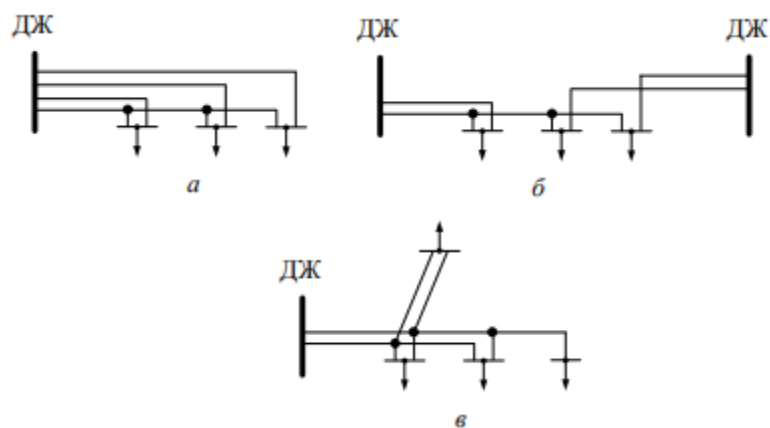


Рис. 4.3 – Змішані схеми електропостачання: а – одиночна магістральна схема з одностороннім живленням при резервуванні споживачів радіальними лініями; б – одиночна магістральна схема з двостороннім живленням при резервуванні споживачів радіальними лініями; в – розгалужена радіально-магістральна схема.

В зв'язку з розгалуженим розташуванням споживачів в приміщенні насосної станції вибираємо змішану схему електропостачання.

Згідно завдання напруга 10/0,4 кВ.

5. Режими реактивної потужності системи електропостачання.

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

Так, як споживачі відносяться до II та III категорії надійності встановлюємо в цеху двотрансформаторну підстанцію. З урахуванням наявності централізованого резерву трансформаторів приймаємо коефіцієнт завантаження трансформаторів $K_3 = 0,95$.

1. Визначаємо потужність трансформатора підстанції:

$$S_{н.т.} = \frac{S_p}{N \cdot K_3} = \frac{855,12}{2 \cdot 0,95} = 450,06 \text{ кВА}$$

Враховуючи режим перенавантаження трансформатора при аварійному перенавантаженні в 1.4 рази приймаємо потужність трансформатора:

$$S_{н.т.} = 2 \times 630 \text{ кВА}$$

2. Згідно чинних нормативних документів по оплаті за реактивну енергію приймаємо КУ потужністю, рівною реактивного навантаження цеху:

$$Q_{нк} = Q_p = 291,8 \text{ квар}$$

5.2 Вибір кількості, потужності та місця розташування компенсуючих пристроїв.

Розрахунок та вибір конденсаторних установок

Оптимальне значення реактивної потужності, яку можна передати через трансформатори ТП [1]

$$Q_T = \sqrt{(S_T \cdot N_T^e \cdot \beta)^2 - (P_p)^2};$$

$$Q_T = \sqrt{(630 \cdot 2 \cdot 0,75)^2 - 782,6^2} = 529,68 \text{ квар},$$

де $S_T = 630 \text{ кВА}$ – потужність одного трансформатора на трансформаторній підстанції;

підстава, на якій					ДП 2021 141				
Зм.	Лист	№ докум.	Підпис	Дата					
Розроб.		Калесник Є.Г.			5. Режими реактивної потужності системи електропостачання				
Перевір.		Чорний Ю.А.							
Реценз.									
Н. Контр.									
Затверд.		Балюта С.М.							
					Лім.	Лист	Листів		
						25	6		
					ННІТІ ім. акад. І.С.Гулого ЗЕЛ-5-8ск				

$\Delta N_T = 2$ шт – кількість трансформаторів на ТП;

$\beta = 0,75$ – коефіцієнт завантаження цехових трансформаторів;

$P_p = 782,6$ кВт – розрахункова потужність електроприймачів.

Потужність КУ, що визначається пропускнуою здатністю трансформаторів ТП

$$Q_{HK1} = Q_p - Q_T ;$$

$$Q_{HK1} = 291,8 - 529,68 = -237,88 \text{ квар.}$$

Потужність КУ, які забезпечують оптимальну величину втрат електричної енергії в електромережах ;

$$Q_{HK2} = Q_p - Q_{HK1} - \lambda \cdot S_T \cdot N_T = 291,8 - (-237,88) - 0,32 \cdot 630 \cdot 2 = 126,48 \text{ квар,}$$

де $\gamma = f(k_1; k_2)$, k_1 – залежить від кількості змін і для підприємства яке працює в три зміни $k_1 = 12$; k_2 – залежить від характеристики електричної мережі

$$k_2 = \frac{I_{\text{каб}} \cdot S_T}{F_{\text{каб}}}$$

$$k_2 = \frac{0,5 \cdot 630}{50} = 6,3$$

Сумарна розрахункова потужність низьковольтних КУ

Оскільки відємне

$$Q_{HK} = 0 + Q_{HK2} ;$$

$$Q_{HK} = 0 + 126,48 = 126,48 \text{ квар.}$$

$$Q_{HK} = \frac{Q_{HK}}{N_T} = \frac{126,48}{2} = 63,24 \text{ квар.}$$

З розрахунків видно, що на стороні НН трансформаторної підстанції необхідно ставити КУ потужністю $Q_{HK} = 63,24$ квар.

Виходячи з результатів розрахунків обираємо конденсаторну установку типу УКМ58-0,4-70-10 У3 згідно сайту <http://kvar.su/katalog/kondensatornye-ustanovki/kondensatornye-ustanovki-nizkogo-na-3/> .

Параметри наведемо в таблиці 5.1.

					ДП 2021 141	Лист
						26
Зм.	Лист	№ докум.	Підпис	Дата		

Таблиця 5.1.

Тип	Кількість та потужність ступенів,	Довжина, мм	Ширина, мм	Висота, м	Маса, кг	Тип Конденсатора	ГОСТ, ТУ
УКМ58-0,4- 70-10 УЗ	7×10	650	800	1100	70	КРМ-0,4-25- ЗУЗ	ТУ 647 РК- 00213457. 013-00

.Розміщуємо компенсуючі пристрої в приміщенні трансформаторної підстанції.

Фактична потужність низьковольтних КУ

$$Q_{\text{НКФ}} = 2 \cdot 70 = 140 \text{ квар.}$$

Конденсаторна установка підключена через автоматичний вимикач.

Розрахунковий струм:

$$I_p = \frac{Q_{\text{КУ}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{НОМ}}} = \frac{70}{\sqrt{3} \cdot 0,38} = 106,35 \text{ А}$$

Вибираємо вимикач типу ВА88-32 https://www.avtomats.com.ua/2280-breaker_va_88-32_25a_32a_40a_50a_63a_iek.html :

Таблиця 5.2

Дані АВ	Умова вибору	Розрахункові дані
$U_{\text{НОМ}} = 0,38 \text{ кВ}$	=	$U_{\text{НОМ}}^{\text{мер}} = 0,38 \text{ кВ}$
$I_{\text{НОМ}}^{\text{розч}} = 125 \text{ А}$	>	$I_p = 106,35 \text{ А}$
$I_{\text{НОМ}}^{\text{АВ}} = 125 \text{ А}$	>	$I_{\text{НОМ}}^{\text{роз}} = 125 \text{ А}$
ВА88-32		

Втрати реактивної потужності в трансформаторах ТП

$$\sum \Delta Q_{\text{ТП}} = n \cdot [\Delta Q_x + (\beta_T)^2 \cdot \Delta Q_x] = 2 \cdot \left[\frac{630 \cdot 1,05}{100} + 0,62^2 \frac{630 \cdot 5,5}{100} \right] = 39,87 \text{ , квар,}$$

де $n = 4$ – кількість трансформаторів на ТП;

ΔQ_x та ΔQ_k – втрати реактивної потужності в ТР при холостому ході та короткому замиканні;

$$\Delta Q_x = \frac{S_{\text{тр.ном}} \cdot i_x}{100}, \quad \Delta Q_k = \frac{S_{\text{тр.ном}} \cdot U_k}{100}.$$

$$\beta_T = \frac{P_p}{n \cdot S_{\text{ном}}^T}, \quad \beta_T = \frac{782,6}{2 \cdot 630} = 0,62 - \text{коефіцієнт завантаження ТР.}$$

5.3. Розрахунок фактичного коефіцієнта потужності.

Визначаємо $\text{tg} \varphi$ до компенсації:

$$\text{tg} \varphi = \frac{Q_p}{P_p} = \frac{321,01}{782,60} = 0,41$$

Знаходимо $\cos \varphi$:

$$\cos \varphi = \cos(\arctg(0,41)) = 0,925190608$$

Визначаємо $\text{tg} \varphi$ після компенсації реактивної потужності:

$$\text{tg} \varphi = \frac{Q_{\text{нк}}}{P_p} = \frac{321,01 - 300}{782,6} = 0,027$$

Знаходимо $\cos \varphi$:

$$\cos \varphi = \cos(\arctg(0,027)) = 0,99964$$

З результатів розрахунків видно, що в результаті компенсації реактивної потужності фактичний коефіцієнт потужності зріс з $\cos \varphi = 0,925190608$ до $\cos \varphi = 0,99964$.

6. Вибір кількості та потужності трансформатора та місця розташування трансформаторних підстанцій (ТП).

6.1 Вибір потужності трансформаторів ТП

$P_p = 782,6$ кВт розрахункова активна потужність цеху;

$P_{осв} = 18,9$ кВт розрахункова активна потужність освітлення цеху;

$Q_p = 291,8$ квар розрахункова реактивна потужність цеху;

$Q_{осв} = 6,24$ квар розрахункова реактивна потужність освітлення цеху.

Сумарна активна і реактивна потужність навантаження на шинах низької напруги:

$$\sum P_{\text{нн}} = P_p + P_{\text{осв}} = 782,6 + 18,9 = 801,5 \text{ кВт}$$

$$\sum Q_{\text{нн}} = Q_p + Q_{\text{осв}} = 291,8 + 6,24 = 298,04 \text{ кВт}$$

$$S_{\text{нн}} = \sqrt{\sum P_{\text{нн}}^2 + (\sum Q_{\text{нн}}^2 - Q_{\text{кп}})^2} = \sqrt{801,5^2 + (298,04 - 300)^2} \\ = 801,5 \text{ кВт}$$

Виходячи із забезпеченості надійності живлення, обираємо два трансформатори. Згідно з ПУЕ коефіцієнт аварійного перевантаження може бути прийнятий рівним 1,4 (з урахуванням сезонних графіків).

$$S_p = \frac{S_{\text{нн}}}{1,4} = \frac{801,5}{1,4} = 572,5 \text{ кВА}$$

Відокремимо два варіанти трансформаторів:

					ДП 2021 141									
Змн.	ЛЗ1ист	№ докум.	Підпис	Дата										
Розроб.		Калесник Є.Г.			6.Вибір кількості та потужності трансформаторів на ТП.				Літ.		Лист		Листів	
Перевір.		Чорний Ю.А.									31		6	
Реценз.									ННІТІ ім. акад. І.С.Гулого ЗЕЛ-5-8ск					
Н. Контр.														
Затверд.		Балюта С.М.												

перший – два трансформатори потужністю 630 кВА;

другий – два трансформатор потужністю 1000 кВА.

У нормальному режимі роботи обидва варіанти прийнятні.

Аварійні режими

Перший варіант. У разі вимкнення одного з трансформаторів потужністю 630 кВА той, що залишився у роботі, забезпечуватиме потужність:

$$1,4S_{\text{ном}}=1,4 \cdot 630=224 \text{ кВА},$$

Другий варіант. У разі вимкнення одного з трансформаторів потужністю 250 кВА той, що залишився у роботі, забезпечуватиме потужність:

$$1,4S_{\text{ном}}=1,4 \cdot 250=350 \text{ кВА},$$

У обох випадках, у разі вимкнення одного з трансформаторів, другий зможе забезпечувати необхідну потужність для роботи цеху. Тобто робота підприємства не порушиться.

6.2. Техніко-економічний розрахунок щодо вибору трансформаторів ТП.

Порівняльну характеристику вибору трансформаторів виконаємо зіставленням приведених затрат (3), вибираючи варіант з найменшими зведеними затратами. Якщо вважати, що ТП за термін до одного року, а щорічні витрати будуть постійні, то сумарні зведені затрати, грн/рік

$$З = E_n K + C + U,$$

де E_n – нормативний коефіцієнт ефективності капіталовкладень, $E_n = 0,10$; K – одноразові капітальні вкладення за варіантом, що розглядається, грн; C – щорічні поточні витрати виробництва при нормальній роботі ТП за даним варіантом, грн/рік; U – збитки від недовипуску електроенергії споживачам, грн/рік (не враховуємо).

При порівнянні варіантів проекрованої підстанції, в одноразові капітальні вкладення K можна врахувати лише вартість трансформаторів. Збитки від недовипуску електроенергії вважаємо однаковими для всіх варіантів ТП, а тому їх не враховуємо.

Щорічні поточні витрати:

$$C = E_{\text{пр}}K + E_a K + B_e,$$

де $E_{\text{пр}}$ – коефіцієнт відрахувань на поточний ремонт та обслуговування. Для установок напругою до 90 кВ включно $E_{\text{пр}} = 0,03$; E_a – коефіцієнт відрахувань на амортизацію, який можна прийняти таким, що дорівнює 0,063; B_e – вартість втрат електроенергії в трансформаторах, грн/рік

$$B_e = C_e \cdot \Delta W \cdot 10^{-2},$$

де C_e – середня собівартість 1 кВт · год. електроенергії в електросистемі, коп. Для розрахунків беремо $C_e = 182,5$ коп/кВт · год.: ΔW – втрати електроенергії в трансформаторах підстанції за рік, кВт · год.

Втрати електроенергії за рік за паралельної роботи n трансформаторів:

$$\Delta W = n \left[P_{xx} T_0 + \frac{P_k 365}{(n S_{\text{ном.тр}})^2} \sum_{i=1}^m S_i^2 \Delta \tau_i \right],$$

де P_x , P_k – потужність втрат електроенергії в трансформаторі відповідно в режимі холостого ходу та короткого замикання, кВт; T – кількість годин приєднання трансформатора до живильної мережі за рік, год., $T = 8760$ год.; m , k , f – кількість ступенів добового графіка навантаження підстанції відповідно на вищій, середній та низькій напругах.; $S_{i \text{ вн}}$, $S_{i \text{ нн1}}$, $S_{i \text{ нн2}}$ – поточне навантаження i -го ступеня добового графіка відповідно на вищій та нижчій напругах, МВ·А; $\Delta \tau_i$ – тривалість i -го ступеня добового навантаження, год; $S_{\text{ном}}$ – номінальна потужність трансформатора, МВ·А.

Розрахунок ведемо у табличній формі окремо для кожного варіанта (табл. 6.3).

ВАРІАНТ 1

На підстанції встановлено два трансформатора типу ТМ-630 (сайт <https://prom.ua/Transformer-tm-630.html>).

Технічні дані трансформатора наведені в таблиці 6.1.:

Таблиця 6.1.

Тип	Напруга	Потужність т-ра, кВА	Втрати, кВт		Напруга	Вартість
			х.х.	к.з.	к.з. %	тис. грн.
ТМ	10/0,4	2х630	1,05	7,6	5,5	136000

Визначаємо втрати електроенергії в трансформаторах підстанції за рік:

$$\sum_{i=1}^m S_i^2 \Delta \tau_i = 641,34^2 \cdot 5 + 684,1^2 \cdot 3 + 769,61^2 \cdot 7,5 + 598,58^2 \cdot 2,5 + 855,12^2$$

$$\cdot 3 + 726,85^2 \cdot 2 + 641,34^2 \cdot 1 = 12448874,18$$

$$\Delta W = n \left[P_{xx} T_0 + \frac{P_k \cdot 365}{(n S_{\text{ном.тр.}})^2} \cdot \sum_{i=1}^m S_i^2 \Delta \tau_i \right]$$

$$= 2 \cdot \left(1050 \cdot 8760 + \frac{7600 \cdot 365}{(2 \cdot 630)^2} 12448874,18 \right)$$

$$= 30949,81 \text{ кВт/год}$$

Знайдемо вартість втрат електроенергії в трансформаторі:

$$B_e = C_e \cdot \Delta W \cdot 10^{-2} = 182,5 \cdot 30949,81 \cdot 10^{-2} = 56483,4 \text{ грн/рік,}$$

де C_e – середня собівартість 1кВт · год електроенергії в електросистемі, коп./кВт.

$$C_e = 182,5 \text{ коп/кВт} \cdot \text{год.} 57358,79$$

Сумарні зведені витрати:

$$З = E_n K + E_{\text{пр}} K + E_a K =$$

$$= 0,1 \cdot 136000 + 0,03 \cdot 136000 + 0,063 \cdot 136000 + 57358,79 = 82731,9 \text{ грн/рік}$$

де E_n – нормативний коефіцієнт ефективності капіталовкладень ($E_n = 0,1$).

ВАРІАНТ 2

На підстанції встановлено два трансформатора типу ТМ-1000 (сайт <https://prom.ua/Transformatory-tm-1000.html>).

Технічні дані трансформатора наведені в таблиці 6.2.:

Таблиця 6.2.

Тип	Напруга	Потужність т-ра, кВА	Втрати, кВт		Напру га	Вартість тис. грн.
			х.х.	к.з.	к.з. %	
ТМГ	10/0,4	2х1000	1,55	10,8	5,5	176000

Визначаємо втрати електроенергії в трансформаторах підстанції за рік:

$$\begin{aligned}\Delta W &= n \left[P_{xx} T_0 + \frac{P_k \cdot 365}{(n S_{\text{ном.тр.}})^2} \cdot \sum_{i=1}^m S_i^2 \Delta \tau_i \right] \\ &= 2 \cdot \left(1550 \cdot 8760 + \frac{10800 \cdot 365}{(2 \cdot 1000)^2} 12448874,18 \right) \\ &= 25846,36 \text{ Квт/год}\end{aligned}$$

Знайдемо вартість втрат електроенергії в трансформаторі:

$$B_e = C_e \cdot \Delta W \cdot 10^{-2} = 182,5 \cdot 25846,36 \cdot 10^{-2} = 47168,43 \text{ грн/рік},$$

де C_e – середня собівартість 1кВт · год електроенергії в електросистемі, коп./кВт.

$$C_e = 182,5 \text{ коп/кВт} \cdot \text{год}.$$

Сумарні зведені витрати:

$$Z = E_n K + E_{\text{пр}} K + E_a K =$$

$$= 0,1 \cdot 176000 + 0,03 \cdot 176000 + 0,063 \cdot 176000 + 47168,43 = 85673,43 \text{ грн/рік}$$

де E_n – нормативний коефіцієнт ефективності капіталовкладень ($E_n = 0,1$).

Дані двох варіантів розрахунку заносимо до таблиці 6.3:

Таблиця 6.3

					ДП 2021 141	Лист
Зм.	Лист	№ докум.	Підпис	Дата		35

№ по р	Тип трансформаторів на ГПП і їх кількість	2×ТМ-630	2×ТМ- 1000
	Складові річних витрат	Сума по варіантах, грн	
1	Втрати електроенергії ΔW , кВт · год	31429,48	12492,3
2	Вартість втрат електроенергії Be	57358,79	62975,43
3	Приведені затрати Z	82731,9	85673,43

Висновок: Використовуємо два трансформатора ТМ 630, так як це економічно доцільно.

7. Вибір схеми та розрахунок цехової мережі

7.1. Розрахунок силової мережі цеху

Розрахунок силових пунктів

Кількість та потужність приєднаних до силових пунктів електроприймачів представлено на плані розміщення електрообладнання та розводка електричної мережі (лист робочого креслення №1).

Вибір силових пунктів проводиться аналогічно і представлений в таблиці 7.1 .

Таблиця 7.1 – Вибір силових пунктів

Номер шафи	Номер Устаткування	п, шт	$P_{н,од.},$ кВт	$P_{н,}$ кВт	$P_{см,}$ кВт	$Q_{см,}$ квар	K_B	η_c	K_M	$P_p,$ кВт	$Q_{p,}$ квар	$S_p,$ кВА	$I_p,$ А	Тип шафи $I_{доп}$
1	1,2	2	7	14	9,10	4,10	0,42	4,14	2,19	32,00	9,67	33,42	50,78	СПМ 75 – 1 $I_{доп}=250A$
	3	1	2,2	2,2	0,66	0,48								
	4	1	2	2	0,60	0,44								
	12	1	17,0	17	4,25	3,78								
	Всього	5	28,2	35,2	14,61	8,79								
2	5	1	24	24	7,2	5,25	0,50	6,88	1,45	60,36	13,99	61,96	94,13	СПМ 75 – 4 $I_{доп}=400A$
	6	1	8	8	2,4	1,75								
	7	1	7	7	2,1	1,53								
	8	1	6	6	1,8	1,31								
	09-11	3	12,5	37,5	28,13	2,89								
	Всього	7	57,5	82,5	41,63	12,72								
3	23	1	160	160	143,0	64,35	0,86	2,21	1,14	173,28	70,91	187,23	284,46	СПМ 75 – 7 $I_{доп}=400A$
	13, 14	2	7	14	8,4	6,12								
	19, 20	2	1,2	2,4	0,6	0,44								
	Всього	5	168,2	176,4	152,0	70,91								
4	25	1	160	160	143	64,35	0,87	1,84	1,14	173,28	70,91	187,23	284,46	СПМ 75 – 7 $I_{доп}=400A$

					ДП 2021 141							
		№ докум.	Підпис									
Розроб.		Колесник Є.Г.			7. Вибір схеми та розрахунок цехової мережі				Літ.		Лист	Листів
Перевір.		Чорний Ю.А.									37	19
Реценз.												
Н. Контр.												
Затверд.		Балюта С.М.										
					ННІТІ ім. акад. І.С.Гулого							
					ЗЕЛ-5-8ск							

					$2 \times 1,82 = 268,0 \text{ A}$
4	СПМ 75-7	7	400	7, 8, 29-32	$1 \times 243,09 + 1 \times 10,64 + 1 \times 1,82 = 257,38 \text{ A}$
5	СПМ 75-7	7	400	33-39	$1 \times 243,09 + 2 \times 10,64 + 1 \times 1,82 = 266,19 \text{ A}$
6	СПМ 75-7	7	400	40-44, 46, 48	$1 \times 243,09 + 2 \times 20,51 + 1 \times 1,82 = 285,94 \text{ A}$
7	СПМ 75-7	7	400	40-44, 46, 48	$1 \times 243,09 + 15,50 = 274,09 \text{ A}$

Розрахунок розподільчого щитка для освітлювальних установок оберем з сайту <http://www.electrocomp.ru/electro/page.aspx?page=61>, обираю щиток типу ЩО 3 - 220 - 40 - 12 - 5 для живлення освітлювальних установок.

З сайту <http://www.yamkel.com/121.html>, приймаємо 4-х жильний кабель напругою до 1кВ.

Вибір кабелю проводимо за розрахунковим струмом на лінії 0,4 кВ.

КЛ від КТП до 1 СПМ – 75 - 1:

$$I_{\Sigma P} = 50,78 \text{ A.}$$

приймаємо кабель з $F_{ном} = 16 \text{ мм}^2$ та $I_{дон} = 67 \text{ A}$

$$I_{дон} = 67 \text{ A} \geq I_{\Sigma P} = 50,78 \text{ A}$$

Отже приймаємо кабель АВВГ 4×16.

КЛ від КТП до 2 СПМ – 75 - 4:

$$I_{\Sigma P} = 94,13 \text{ A.}$$

приймаємо кабель з $F_{ном} = 35 \text{ мм}^2$ та $I_{дон} = 109 \text{ A}$

$$I_{дон} = 109 \text{ A} \geq I_{\Sigma P} = 94,13 \text{ A}$$

Отже приймаємо кабель АВВГ 4×35

КЛ від КТП до 3 СПМ – 75 - 7:

$$I_{\sum P} = 284,46 \text{ A.}$$

приймаємо кабель з $F_{ном} = 185 \text{ мм}^2$ та $I_{дон} = 292 \text{ A}$

$$I_{дон} = 284,46 \text{ A} \geq I_{\sum P} = 25,1 \text{ A}$$

Отже приймаємо кабель ААШв 4×185.

КЛ від КТП до 4 СПМ – 75 - 7:

$$I_{\sum P} = 279,99 \text{ A.}$$

приймаємо кабель з $F_{ном} = 185 \text{ мм}^2$ та $I_{дон} = 292 \text{ A}$

$$I_{дон} = 292 \text{ A} \geq I_{\sum P} = 279,99 \text{ A}$$

Отже приймаємо кабель ААШв 4×185.

КЛ від КТП до 5 СПМ – 75 - 7:

$$I_{\sum P} = 288,09 \text{ A.}$$

приймаємо кабель з $F_{ном} = 185 \text{ мм}^2$ та $I_{дон} = 292 \text{ A}$

$$I_{дон} = 292 \text{ A} \geq I_{\sum P} = 288,09 \text{ A}$$

Отже приймаємо кабель ААШв 4×185.

КЛ від КТП до 6 СПМ – 75 - 7:

$$I_{\sum P} = 287,80 \text{ A.}$$

приймаємо кабель з $F_{ном} = 185 \text{ мм}^2$ та $I_{дон} = 292 \text{ A}$

$$I_{дон} = 292 \text{ A} \geq I_{\sum P} = 287,80 \text{ A}$$

Отже приймаємо кабель ААШв 4×185.

КЛ від КТП до 7 СПМ – 75 - 7:

$$I_{\sum P} = 296,3 \text{ A.}$$

приймаємо кабель з $F_{ном} = 185 \text{ мм}^2$ та $I_{дон} = 292 \text{ A}$

$$I_{дон} = 292 \text{ A} \geq I_{\sum P} = 296,3 \text{ A}$$

Отже приймаємо кабель ААШв 4×185.

Вибір комутаційної та захисної апаратури

Виберемо автоматичний вимикач для лінії ТП – СП1:

$$I_p = 50,78 \text{ A.}$$

Знаходимо пусковий струм:

$$I_{пуск} = 5 \cdot I_p.$$

$$I_{пуск} = 5 \cdot 50,78 = 253,9 \text{ A.}$$

Піковий струм знаходимо наступним чином:

$$I_{п} = I_{пуск} + I_p.$$

$$I_{п} = 253,9 + 50,78 = 304,68 \text{ A}$$

Вибираємо автоматичний вимикач типу А3124 з номінальним струмом 100А і номінальним струмом розчеплювача 80 А.

$$1) U_{ном.ав} \geq U_{ном.ел.мер.}$$

$$380 \text{ В} = 380 \text{ В}$$

$$2) I_{ном.розч.} > k_{відс.} \cdot I_p$$

$$80 \text{ A} > 1,25 \cdot 50,78 = 63,48 \text{ A};$$

$$3) I_{с.в.} > k_n \cdot I_{п}$$

$$24000 \text{ A} > 1,5 \cdot 304,68 = 457,02 \text{ A.}$$

Оскільки всі умови виконані, вибираємо вимикач А3124 з номінальним струмом 100А і номінальним струмом розчеплювача 80 А.

Дані записуємо в таблицю 7.3.

Таблиця 7.3

Лінія	I_p, A	$I_{пуск}, A$	I_n, A	$k_{відс.} \cdot I_p$	Тип вимикача	$I_{н вим}, A$	I_{max}, kA
ТП-СП1	50,78	253,92	304,70	63,48	A3124	80	16
ТП-СП2	94,13	470,67	564,81	117,67	A3134	120	18
ТП-СП3	284,46	1422,31	1706,77	355,58	A3144	400	50
ТП-СП4	279,99	1399,93	1679,92	349,98	A3144	400	50
ТП-СП5	288,09	1440,45	1728,54	360,11	A3144	400	50
ТП-ЩО	21,15	105,75	126,9	26,44	A3114	50	6

7.2. Розрахунок перерізу струмоведучих мереж 0,4 кВ.

Умова вибору перерізу кабелю:

$$\frac{I_{ном}^{РОЗЩ} \cdot K_3}{K_n} \leq I_{доп}$$

де K_n - коефіцієнт прокладки, $K_n = 1$

K_3 - кратність струму захисту провідника відносно апарату захисту.

Вибирається з таблиці 14.1, стор.315[1]. $K_3=1$

$I_{доп}$ - допустимий тривалий струм для кабелей с алюмінієвими жилами в полівінілхлоридній ізоляції марки АВВГ, при прокладці в землі кабеля, вибирається з сайту <http://www.yamkel.com/121.html> , там же обирається і допустимий переріз жили.

З сайту http://www.elektrokabel.com.ua/p_cab_sil_avvg.htm визначаємо діаметр кабелю.

Результати вибору перерізу кабелів наведено в таблиці 7.4

Таблиця 7.4

Електроспоживач					Кабель АВВГ		
№ п/п	Назва обладнання	п, шт.	Рном.од, кВт	Іном.	Ідоп, А	жила	
						Сст, мм ²	dкаб, мм
1	Вентилятор	2	7	10,64	19	2,5	11,2
2	Свердлильний верстат	1	2,2	3,34	19	2,5	11,2
3	Заточний верстат	1	2	3,04	19	2,5	11,2
4	Токарно- револьверний верстат	1	24	36,46	53	10	14
5	Фрезерний верстат	1	8	12,15	19	2,5	11,2
6	Круглошлифувальний верстат	1	7	10,64	19	2,5	11,2
7	Різьбонарізний верстат	1	6	9,12	19	2,5	11,2
8	Електронагрівачі опалювальні	3	12,5	18,99	19	2,5	11,2
9	Кран мостовий	1	17	25,83	27	4	12,3
10	Електродвигуни вакуумних насосів	5	7	10,64	19	2,5	11,2
11	Електродвигуни засувки	1	1,2	1,82	19	2,5	11,2
12	Насосні агрегати	5	160	243,09	281	150	38
13	Шит сигналізації	1	1,2	1,82	19	2,5	11,2
14	Дренажні насоси	2	10,2	15,50	19	2,5	11,2
15	Зварювальний агрегат	2	13,5	20,51	27	4	13,3

Прокладка проводів у трубах застосовується в будь-яких приміщеннях. Це найбільш надійна і в той же час найбільш трудомістка та дорога електропроводка.

Кабелі закладають у повністю змонтовані труби з протяжними коробками, заздалегідь надівши на кінці труб пластмасові втулки для захисту ізоляції кабелів при протягненні кабелів.

За монографією [1, ст.345], вибравши шкалу В, обираємо внутрішній діаметр труби, а потім з табл. 14.29 [1, ст 344] і з сайту <http://sovdarem.ru/stroy-ing/55-tablizaing1.html>

.Результати вибору труб наведено в таблиці 7.5.

Таблиця 7.5

Електроприймач		АВВГ	Кількість проводів	Труба	
№ п/п	Назва обл	dкаб, мм	п, шт	Дн, мм	dy, мм
1	Вентилятор	11,2	4	21,3	15
2	Свердлильний верстат	11,2	4	21,3	15
3	Заточний верстат	11,2	4	21,3	15
4	Токарно-револьверний верстат	14	4	26,8	20
5	Фрезерний верстат	11,2	4	21,3	15
6	Круглошлифувальний верстат	11,2	4	21,3	15
7	Різьбонарізний верстат	11,2	4	21,3	15
8	Електронагрівачі опалювальні	11,2	4	21,3	15
9	Кран мостовий	12,3	4	21,3	15
10	Електродвигуни вакуумних насосів	11,2	4	21,3	15
11	Електродвигуни засувки	11,2	4	21,3	15
12	Насосні агрегати	38	4	48	40
13	Шит сигналізації	11,2	4	21,3	15
14	Дренажні насоси	11,2	4	21,3	15
15	Зварювальний агрегат	13,3	4	21,3	15

Переріз проводів та кабелів вибирають, виходячи з механічної навантаження на них, нагрівання і втрати напруги.

7.2. Розрахунок освітлювальних навантажень

Спроектуємо електричне освітлення насосної станції. Насосна станція має машинний зал розмірами 24х30 м площею 720 м². Агрегатну розмірами 18х6 м площею 108 м². Трансформаторну розмірами 6х6 площею 36 м². Побутові приміщення розмірами 12х6 площею 72 м². Ремонтну ділянку розмірами 12х6 площею 72 м². Висота стін 9 м (чиста бетонна стеля, бетонні стіни з вікнами).

Для освітлення машинної зали плануємо використати світильники типу ГСП-04В-250-762 виробництва ТОВ «Корпорація Ватра» з метало галогенними лампами типу ДРІ.

Спроектуємо електричне освітлення машинної зали. Площа 720 м².

Відстань від стелі приймаємо 0,5м. Висота підвісу світильника над робочою поверхнею ($h_p = 0.8$ м):

$$h = H - h_p - h_c = 9 - 0,8 - 0,2 = 8 \text{ м}$$

Світильник ГСП-04В-250 має криву світлорозподілу типу Г, тому для нього можна прийняти $L/h = 0,8$ м тоді:

$$L = h \cdot 0,8 = 6,4 \text{ м}$$

Приймаємо відстань між рядами світильників 7 м. Відстань від крайнього світильника до стіни приймаємо $0,5 \cdot L$, тобто $l = 3,5$ м.

Кількість рядів:

$$N_p = \frac{30 - 2 \cdot l}{L} + 1 = \frac{30 - 2 \cdot 3,5}{6,4} + 1 = 4,59$$

Приймаємо число рядів 5.

Визначаємо індекс приміщення

$$i = \frac{A \cdot B}{h \cdot (A + B)} = \frac{30 \cdot 24}{6,4 \cdot (30 + 245)} = 1,67$$

Коефіцієнт використання світлового потоку η визначається за довідковими таблицями [4] в залежності від типу прийнятого світильника, коефіцієнтів відбиття від поверхонь приміщення і від індексу приміщення „і”.

З табл. даних коефіцієнт використання $\eta_{\epsilon} = 0,95$.

Визначаємо потрібний світловий потік одного ряду:

$$\Phi_{\text{ряд}} = \frac{E_{\text{н}} \cdot k_3 \cdot S \cdot z}{N_p \cdot \eta_{\epsilon}} = \frac{150 \cdot 1,5 \cdot 720 \cdot 1,1}{5 \cdot 0,95} = 45113,92 \text{ лм}$$

де k_3 – коефіцієнт запасу; визначається за довідником [3];

$$k_3 = 1,5$$

E_{min} – мінімальна освітленість, лк; за табл.10.2 [4]

Освітлення нормується на висоті $h=0,8$ м і $E_{\text{min}}=250$ лк

S – площа освітлювального приміщення, м^2 ;

$$S = 720 \text{ м}^2$$

z – коефіцієнт нерівномірності освітлення; $z=1,1 \dots 1,15$;

$$z = 1,13$$

N – прийнята кількість рядів світильників, шт.;

η – коефіцієнт використання світлового потоку.

Використовуємо лампи ДРЛ 150 Вт з розрахунковим потоком лампи $\Phi_{\text{л}} = 10500$ лм. Визначаємо потрібне число світильників в одному ряду

$$N = \frac{45113,92}{10500} = 4,29$$

Приймаємо 5 світильника в одному ряду.

Загальна кількість світильників в машинному залі буде становити 25.

Аналогічно розраховуємо освітлення в інших приміщеннях загальною площею 288 м^2 . В цих приміщеннях використаємо світильники НСП03 $\frac{2 \times 60}{2,5}$. Загальна кількість світильників 29 штук

Схема освітлення цеху наведена на аркуші графічної частини.

Щити аварійного освітлення живяться від щита АВР

Визначаємо активну потужність освітлювальних приладів при коефіцієнті попиту $K_{\Pi} = 0,9$:

$$P_{\text{осв}} = n P_{\text{л}} K_{\Pi}.$$

Розрахуємо активну потужність освітлення машинної зали

$$P_{\text{осв.м}} = 25 \cdot 0,25 \cdot 0,9 = 5,63 \text{ кВт}$$

Розрахуємо активну потужність освітлення в інших приміщеннях

$$P_{\text{осв.і}} = 29 \cdot 0,12 \cdot 0,9 = 3,13 \text{ кВт}$$

Сумарна потужність освітлення буде

$$P_{\text{осв}} = P_{\text{осв.м}} + P_{\text{осв.і}} = 5,63 + 3,13 = 8,76 \text{ кВт}$$

Визначаємо реактивну потужність освітлювального навантаження:

$$Q_{\text{осв}} = P_{\text{осв}} \cdot \text{tg}\varphi.$$

$$Q_{\text{осв}} = 8,76 \cdot 0,62 = 5,43 \text{ квар}$$

$$S_{\text{осв}} = \sqrt{P_{\text{осв.}\Sigma}^2 + Q_{\text{осв}}^2};$$

$$S_{\text{осв}} = \sqrt{8,76^2 + 5,43^2} = 10,31 \text{ кВА}$$

Розрахунковий струм для всієї групи освітлювальних приладів:

$$I_P = \frac{S_{\text{осв}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}}} = \frac{10,31}{\sqrt{3} \cdot 0,38} = 15,66 \text{ А.}$$

Розрахунок аварійного освітлення:

Аварійне освітлення для цеху рекомендується брати 5 % від норми активної потужності освітлювальних приладів робочого освітлення, але не менш як 5 та не більше 30 лк. Для освітлення використаємо лампи ДРЛ-100(6)-3., що живляться від окремого щитка .

$$P_{\text{ав}} = 0,05 P_{\text{осв}}.$$

$$P_{\text{ав}} = 0,05 \cdot 8,76 = 0,438 \text{ кВт}$$

$$Q_{\text{ав}} = 0,438 \cdot 0,62 = 0,271 \text{ квар}$$

Розрахуємо повне освітлювальне навантаження:

ЩО	Насосна станція	22,4	A3163	380	160	3	комбінований	25
----	-----------------	------	-------	-----	-----	---	--------------	----

Вибираємо щиток освітлення:

Вибираємо щиток освітлення згідно сайту http://www.ra-nn.ru/catalognku/?prod_id=24001 . Дані щитка наведені в табл. 7.7.

Таблиця 7.7.

Тип щитка	Число однофазних груп	Апарат на вході	Апарат на відходящих лініях	Розміри ОЩ		
				довжина	ширина	висота
ОЩ-6УХЛ4	6	АЕ2056-10	A3163	400	154	516

Вибираємо кабель від КТП до ЩО:

Для живлення освітлювальної установки вибираємо кабель з алюмінієвими жилами типу АВВГ (табл.. 3.21[1]):

КЛ від ТП до ШО:

$$I_{\Sigma P} = 16,03 \text{ A.}$$

приймаємо кабель з $F_{ном} = 2,5 \text{ мм}^2$ та $I_{дон} = 21 \text{ A}$

$$I_{дон} = 21 \text{ A} \geq I_{\Sigma P} = 16,03 \text{ A}$$

Отже приймаємо кабель АВВГ 4×2,5.

Вибираємо провідник від ЩО до світильників:

$$I_{\Sigma P} = \frac{5 \times 0,25}{\sqrt{30,22}} = 3,28 \text{ A.}$$

приймаємо кабель з $F_{ном} = 2,5 \text{ мм}^2$ та $I_{дон} = 21 \text{ A}$

$$I_{дон} = 21 \text{ A} \geq I_{\Sigma P} = 3,28 \text{ A}$$

Отже приймаємо кабель АВВГ 2×2,5.

Провідники прокладаємо на підвісних лотках, які кріпимо до стелі на відстані 2 м.

Аварійне освітлення.

Світильники аварійного та евакуаційного освітлення приєднуються окремими лініями до незалежного джерела живлення, при раптовому відключенні робочого освітлення. Крім того, вони повинні відрізнятися від світильників робочого освітлення типом, розміром або спеціальними знаками.

№	Найменування приміщення	Довжина, м	Ширина, м	Висота, м	Коефіцієнт запасу	Кількість рядів	Тип світильника	Загальна кількість ствільників	Коефіцієнт використання, %	Загальна довжина ряду
1	Цех	20	49	8	1,8	2	НСП03 $\frac{2,5}{2 \times 60}$	6	48	92,7
2	ТП	8	9	8	1,8	1	НСП03 $\frac{2,5}{2 \times 60}$	2	48	46,5825

Визначаємо розрахунковий струм одного світильника:

На прикладі КТП знаходимо сумарний розрахунковий струм:

$$I_{CB1} = \frac{P_{CB}}{U_{л} \cdot \cos \varphi} = \frac{120}{220 \cdot 0,91} = 0,599 \text{ A}$$

$$I_{\Sigma CB} = \frac{n \cdot P_{CB}}{\sqrt{3} \cdot U_{\phi}} = \frac{1 \cdot 120}{\sqrt{3} \cdot 380} = 0,182 \text{ A}$$

Вибираємо ввідний автомат:

$$I_{\text{ном.розч.}} \geq 1,4 I_{\Sigma \text{св.}}$$

$$3A > 1,4 \cdot 0,182 = 0,255 \text{ A}$$

Вибір автоматичного вимикача для інших приміщень проводимо аналогічно і заносимо до таблиці 7.11.

Отже, приймаємо до встановлення автоматичний вимикач АЕ1000 і заносимо до табл. 7.8.

Таблиця 7.8.

№ щитка	Найменування приміщення	$1,4 I_{\Sigma \text{св.}}$	Тип автоматичного вимикача	Номинальне значення		Число полюсів	Розчеплювач	Номинальний струм розчеплювача
				Напруга, В	Струм, А			
ЩАО	Цех	1,53	АЕ2030	380	50	1	комбінований	1,6
ЩАО	ТП	0,182	АЕ1000	380	50	1	комбінований	0,3

Вибираємо 1 щиток аварійного освітлення:

Таблиця 7.9

Тип щитка	Число однофазних груп	Апарат на вході	Апарат на відходящих лініях	Розміри ОЩ		
				довжина	ширина	висота
ОП-ЗУХЛ4	4	А3710Б	АЕ1000	374	140	252

Вибираємо кабель від ТП до ЩАО:

Для живлення освітлювальної установки вибираємо кабель типу АВВГ:

Умови вибору кабеля:

на відповідність допустимому струму:

$$I_{\text{доп.}} \geq I_{\text{розч.}}$$
$$17\text{A} > 1,6\text{ A}$$

на відповідність апарату захисту:

$$I_{\text{доп.}} \geq 0,22 \cdot I_{\text{розч.}}$$
$$16\text{A} > 0,22 \cdot 1,6\text{A} = 0,35\text{ A}$$

Отже, приймаємо кабель АВВГ $4 \times 1,5\text{ мм}^2$ з $I_{\text{доп.}} = 16\text{A}$.

Вибираємо провідник від ЩАО до світильників:

Переріз двох жильних провідників вибираємо з урахуванням міцності і допустимого перегріву, враховуючи коефіцієнт 1,1:

$$I_{\text{пров.}} \geq 1,1 \cdot I_{\text{св.1}}$$

$$19\text{ A} > 1,1 \cdot 0,182\text{ A} = 0,2\text{ A}$$

Отже приймаємо двох жильний провідник АПВ $2 \times 1,5\text{ мм}^2$ з $I_{\text{доп.}} = 19\text{A}$.

Провідники прокладаємо на підвісних лотках, які кріпимо до стелі на відстані 1,5 м.

8. РОЗРАХУНОК СТРУМІВ КОРОТКОГО ЗАМИКАННЯ

При коротких замиканнях різко зростають струми в короткозамкнених ланцюга і знижується напруга, що становить велику небезпеку для електричного обладнання та може викликати перебої в електропостачанні споживачів.

Вони виникають при механічних пошкодженнях ізоляції, її пробії від перенапруг та старіння, обривів, накидах та перетині проводів, повітряних ліній, помилковій дії обслуговуючого персоналу.

Тому для забезпечення надійності роботи мереж, електрообладнання, пристроїв релейного захисту необхідно здійснювати розрахунок струмів короткого замикання.

Насосна станція, що проектується, отримує електроенергію від системи. За базову потужність для розрахунку струму короткого замикання приймемо потужність:

$$S_6 = 845,88 \text{ кВА.}$$

Базові напруги:

$$U_{61} = 10,5 \text{ кВ ;}$$

$$U_{62} = 0,4 \text{ кВ.}$$

Базові струми :

$$I_{61} = S_6 / (U_6 \cdot \sqrt{3});$$

$$I_{61} = 845,88 / (10,5 \cdot \sqrt{3}) = 46,5 \text{ А ;}$$

$$I_{62} = 845,88 / (0,4 \cdot \sqrt{3}) = 1,221 \text{ кА.}$$

Для розрахунку струмів короткого замикання зобразимо розрахункову схему електропостачання підприємства (рис. 8.1) і схему заміщення.

					ДП 2021 141			
Зм.	Лист	№ докум.	Підпис	Дата				
Розроб.		Колесник Є.Г.			8. Розрахунок струмів короткого замикання та вибір високовольтного обладнання	Літ.	Лист	Листів
Перевір.		Чорний Ю.А.					56	5
Реценз.						ННІТІ ім. акад. І.С.Гулого ЗЕЛ-5-8ск		
Н. Контр.								
Затверд.		Балюта С.М.						

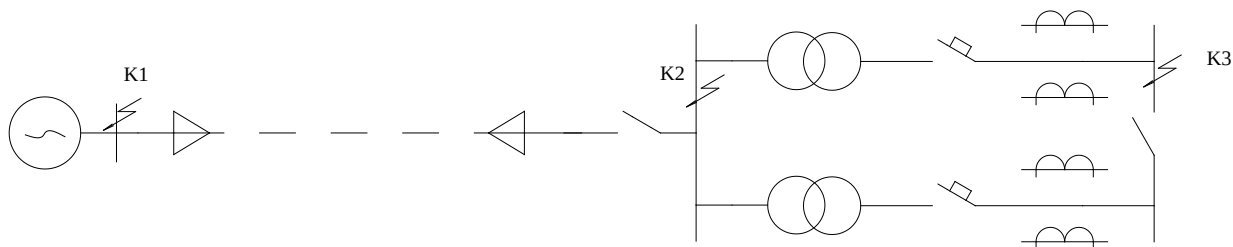


Рис. 8.1. Розрахункова схема електропостачання

В схему заміщення включені всі елементи зі своїми опорами, приведеними до базових умов. Схема заміщення приведена на рис.8.2.

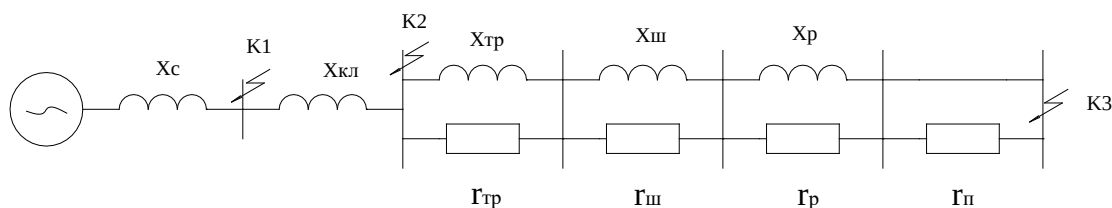


Рис. 8.2. Схема заміщення

Розраховуєм струм КЗ в точці К1.

Опір елементів.

1. Опір системи:

$$X_{\text{с}}^* = 0,4 \text{ в.о.}$$

2. Опір кабельної лінії:

$$X_{\text{кл}}^* = X_0 \cdot l (S_6 / U_{62}^2),$$

де X_0 – погоний опір кабельної лінії, $X_0 = 0,08 \text{ Ом/км}$;

l – довжина лінії 1,2 км.

$$X_{\text{кл}}^* = 0,08 \cdot 1,2 \cdot (845,88/10,5^2) = 0,737 \text{ в.о.}$$

При знаходженні струмів короткого замикання необхідно розрахувати їх у відносних одиницях.

Струм короткого замикання приймаємо незмінним, так як система має набагато більшу потужність, ніж потужність заводу.

$$I_{\infty}^* = I_r^* = I_{00}^* = 1,05 / X_p ,$$

де X_p – результуючий опір до точки короткого замикання.

$$I_1^* = 1,05 / X_c^* = 1,05 / 0,4 = 2,625 \text{ в.о.}$$

Струм короткого замикання в точці K1:

$$I_{k31} = I_1^* \cdot I_6 = 2,625 \cdot 46,5 = 0,1221 \text{ кА.}$$

Ударний струм короткого замикання:

$$i_{уд} = K_u \cdot \sqrt{3} \cdot I_{00}, \text{ кА.}$$

В точці K1 ударний струм рівний:

$$i_{уд1} = K_u \cdot \sqrt{3} \cdot I_{k31} = 1,9 \cdot \sqrt{3} \cdot 0,1221 = 0,402 \text{ кА,}$$

де $K_u = 1,9$ (для мереж напругою 10 кВ).

Розрахунок теплового імпульсу при короткому замиканні:

$$W = I_{\infty}^2 t,$$

де t – час дії струму короткого замикання, що дорівнює сумі часу спрацювання релейного захисту та часу спрацювання вимикача.

Для сторони – 10 кВ:

$$t = 0,05 + 0,3 = 0,35 \text{ с.}$$

Тепловий імпульс :

$$W_1 = I_{00}^2 t = 0,402^2 \cdot 0,35 = 0,0052 \text{ кА}^2 \cdot \text{с.}$$

Розраховуємо струм K3 в точці K2.

Струм короткого замикання:

$$I_{00}^* = 1,05 / X_p ,$$

де $X_p^* = X_c^* + X_{кл}^* = 0,4 + 0,737 = 1,137 \text{ в.о.}$

$$I_2^* = 1,05 / X_p^* = 1,05 / 1,137 = 0,924 \text{ в.о.}$$

Струм короткого замикання:

$$I_{k32} = I_2^* \cdot I_6 = 0,924 \cdot 46,5 = 0,043 \text{ кА.}$$

В точці K2 ударний струм рівний:

$$i_{уд2}=K_y \cdot \sqrt{3} \cdot I_{кз2} = 1,9 \cdot \sqrt{3} \cdot 0,043 = 0,141 \text{ кА.}$$

В точці К2 тепловий імпульс рівний:

$$B_2 = I_{00}^2 t = 0,043^2 \cdot 0,35 = 0,0006 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}.$$

Розраховуєм струм КЗ в точці КЗ.

Опір елементів.

1. Опір системи. Для точок КЗ опором системи на вторинній стороні трансформаторів до 630 кВА – можна знехтувати, так як його значення дуже маленьке і не відіграє суттєвої ролі.

2. Опір трансформатора:

$$X_{тр} = \sqrt{z_{mp}^2 - r_{mp}^2} = \sqrt{11,43^2 - 3,06^2} = 11,01 \text{ мОм},$$

$$\text{де } z_{mp} = \frac{U_{\kappa} \cdot U_{ном}^2 \cdot 10^4}{S_{mp}} = \frac{4,5 \cdot 0,4^2 \cdot 10^4}{630} = 11,43 \text{ мОм};$$

$$r_{mp} = \frac{P_{кз} \cdot U_{ном}^2 \cdot 10^6}{S_{mp}^2} = \frac{7,6 \cdot 0,4^2 \cdot 10^6}{630^2} = 3,06 \text{ мОм}.$$

3. Опори шин:

$$X_{ш} = X_0 \cdot l_{ш} = 0,145 \cdot 10 = 1,45 \text{ мОм};$$

$$r_{ш} = r_0 \cdot l_{ш} = 0,044 \cdot 10 = 0,44 \text{ мОм},$$

де X_0, r_0 – погонні опори (з довідника);

$l_{ш}$ – довжина шини, м.

4. Опір розчеплювача для автоматичного вимикача на струм 630 А:

$$X_p = 0,06 \text{ мОм}.$$

5. Сумарний опір перехідних контактів трансформатора струму дуги в місці КЗ для трансформатора потужністю 630 кВА:

$$r_{п} = 6,41 \text{ мОм}.$$

Отже, знаходимо сумарні опори для точки КЗ:

$$r_{\Sigma} = 3,06 + 0,44 + 6,41 = 11,91 \text{ мОм};$$

$$x_{\Sigma} = 11,01 + 1,45 + 0,06 = 12,52 \text{ мОм.}$$

Знаходимо струм КЗ в точці КЗ:

$$I_{\text{кз}} = \frac{U_{\text{б}} \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot \sqrt{r_{\Sigma}^2 + x_{\Sigma}^2}} = \frac{0,4 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot \sqrt{11,91^2 + 12,52^2}} = 13,36 \text{ кА.}$$

В точці КЗ ударний струм рівний:

$$i_{\text{удз}} = K_y \cdot \sqrt{3} \cdot I_{\text{кз}} = 1,1 \cdot \sqrt{3} \cdot 13,36 = 25,46 \text{ кА,}$$

де $K_y = 1,1$ (для мереж напругою 0.4 кВ).

Розрахунок теплового імпульсу при короткому замиканні:

$$B = I_{\infty}^2 t,$$

де t – час дії струму короткого замикання, що дорівнює сумі часу спрацювання релейного захисту та часу спрацювання вимикача.

Для сторони – 0,4 кВ:

$$t = 0,07 + 0,6 = 0,67 \text{ с.}$$

В точці КЗ тепловий імпульс рівний:

$$B_3 = I_{00}^2 t = 13,36^2 \cdot 0,67 = 119,63 \text{ кА}^2 \cdot \text{с.}$$

Розрахунок проводимо в табличній формі. Результати розрахунків зводимо в таблицю 8.1.

Таблиця 8.1

№ точки к.з.	X_p	$I_{\text{кз}}$	$i_{\text{уд}}$	B
	В.О.	кА	кА	кА ² с
1	0,4	0,1221	0,402	0,0052
2	1,137	0,043	0,141	0,0006
3		13,36	25,46	119,63

9. Релейний захист та автоматика(РЗА)

Основними видами ненормальних або аномальних режимів роботи електроенергетичної системи є: надструми, обумовлені перевантаженнями чи зовнішніми КЗ; несиметричні режими; асинхронний хід і втрата збудження генераторів; несинхронні вмикання генераторів, трансформаторів та ін.

Захисти електроустановок виявляють пошкодження й ненормальні режими. Основні захисти від внутрішніх пошкоджень повинні забезпечувати швидке вимкнення пошкоджень.

Повноцінне функціонування захистів забезпечується відповідними розрахунками уставок, що виконують спеціальні вимоги селективності, швидкодії й чутливості.

Якість захисту – це надійність неспрацьовування (вибірковість) у певних режимах, наприклад, при зовнішніх пошкодженнях, самозапущах електродвигунів та ін.

Швидкість дії релейного захисту визначається: параметрами електроустановки (призначення, напруга, струм, потужність та інше); величинами термічної і динамічної стійкості, щоб за час дії захисту в електроустановці не сталися значні ушкодження, а також не порушилася стійка робота електричної системи, не знизилася напруга нижче допустимого та інше.

Селективність (вибірковість) – це найвища властивість релейного захисту визначати пошкодження електроустановок й відключати їх, а також видавати сигнал оперативному персоналу про виникнення ненормальних режимів.

Селективність поділяється на абсолютну й відносну.

Абсолютно селективні захисти діють тільки при пошкодженнях і ненормальних режимах у межах власної електроустановки.

					ДП 2021 141		
		№ докум.	Підпис		9. Релейний захист та автоматика(РЗА)		
Розроб.	Колесник Є.Г.						
Перевір.	Чорний Ю.А.						
Реценз.							
Н. Контр.							
Затверд.	Балюта С.М.						
					Лім.	Лист	Листів
						61	6
					ННІТІ ім. акад. І.С.Гулого		
					ЗЕЛ-5-8ск		

Відносно селективні захисти спрацьовують при пошкодженнях і ненормальних режимах, як у зоні власної електроустановки, так і за її межами.

Чутливість (нормується коефіцієнтом чутливості $k_{\text{ч}}$) – здатність релейного захисту виявляти ті ушкодження, на які вона налаштована.

Зазвичай вибір уставок захисту виконується за умовами їх неспрацьовування в максимальних режимах нормальної або аварійної роботи електроустановки, де в місці установки захисту: I_{max} – найбільше значення струму, U_{min} – найменше значення напруги, Z_{min} – найменше значення опору (чим ближче до захисту ушкодження, тим менше опору, що заміряється реле захисту $Z_{\text{рз}}$). Чутливість захисту перевіряється за умовами спрацьовування в мінімальних режимах нормальної або аварійної роботи електроустановки, де в місці установки: I_{min} – найменше значення струму, U_{max} – найбільше значення напруги, Z_{max} – найбільше значення опору. Завершуються розрахунки захистів перевіркою на спрацьовування, тобто чутливості захистів, здатності реагувати на відповідні пошкодження й ненормальні режими роботи електроустановок.

Максимальний струмовий захист

Максимальний струмовий захист (МСЗ)- Найпростіший і надійний захист, що широко застосовується для захисту трансформаторів.

Визначаємо номінальний струм на стороні 10 кВ:

$$I_{\text{ном}} = \frac{S}{\sqrt{3} \cdot U} = \frac{630}{\sqrt{3} \cdot 10} = 36,37 \text{ А.}$$

Трансформатори струму прийняті з коефіцієнтом трансформації 50/5, схема захисту неповна зірка; $K_{\text{сх}}=1$.

Струм спрацювання захисту:

$$I_{\text{сз}} = \frac{K_{\text{н}} \cdot (I_{\text{ном}} \cdot K_{\text{сзп}} + I_{\text{ном}})}{K_{\text{п}}} = \frac{1,2 \cdot (36,37 \cdot 1,5 + 36,37)}{0,85} = 128,38 \text{ А,}$$

де $K_{\text{н}}=1,2$ - коефіцієнт надійності; $K_{\text{сзп}}=1,5$ - коефіцієнт само запуску; $K_{\text{п}}=0,85$ - коефіцієнт повернення реле.

Чутливість захисту при короткому замиканні на своїй ділянці:

					ДП 2021 141	Лист
						62
Зм.	Лист	№ докум.	Підпис	Дата		

$$K_q = \frac{I_{k \min}}{I_{C3}} = \frac{\frac{\sqrt{3}}{2} \cdot 36,37}{128,38} = 24,54 > 2,$$

де $I_{k \min}$ - мінімально ймовірне значення струму при короткому замиканні на стороні вищої напруги трансформатора.

Уставка реле струму:

$$I_{CP} = \frac{I_{C3} \cdot K_{CX}}{K_{T,TC}} = \frac{128,38 \cdot 1}{10} = 12,84 \text{ A.}$$

Обираємо реле типу РТ-40/20 з паралельним з'єднанням котушок.

Установка часу захисту (реле):

$$t_{c31} = t_{\max} + \Delta t.$$

Обираємо реле часу типу ЕВ-122 з напругою 110 В постійного струму.

$$\Delta t = 0,12 + 0,12 + 0,08 + 0,1 = 0,42 \approx 0,4 \text{ с,}$$

де 0,12 - похибка двох реле ЕВ-122; 0,08 - час до згасання дуги на контактах вимикача; 0,1 - запас часу.

Тоді

$$t_{c31} = 1,2 + 0,4 = 1,6 \text{ с;}$$

$$t_{c32} = 1,6 + 0,4 = 2 \text{ с.}$$

Розрахунок миттєвого діючого струмового захисту (відсічки)

Максимальний номінальний струм на стороні 10 кВ:

$$I_{MAX} = \frac{1,4 \cdot S}{\sqrt{3} \cdot U} = \frac{1,4 \cdot 630}{\sqrt{3} \cdot 10} = 50,92 \text{ A.}$$

$$I_{C3} = 4,5 \cdot I_{MAX} = 4,5 \cdot 50,92 = 229,15 \text{ A.}$$

Вибір такого великого струму I_{C3} , як завжди, забезпечує також відстройку й від режиму зовнішнього короткого замикання.

Перевіримо коефіцієнт чутливості:

$$K_q = \frac{I_{k \min}}{I_{C3}} = \frac{\frac{\sqrt{3}}{2} \cdot 36,37}{229,15} = 13,75 > 2.$$

Знаходимо вторинний струм:

$$I_{CP} = \frac{I_{C3} \cdot K_{CX}}{K_{T,TC}} = \frac{229,15 \cdot 1}{10} = 22,92 A.$$

Так як, $K_{ч} > 2$ диференційна струмова відсічка прийнята.

Захист від перевантажень

Струм спрацювання сигналізації:

$$I_{CC} = \frac{K_{ВД} \cdot K_{CX}}{K_{П}} \cdot I_{МАХ} = \frac{1,5 \cdot 1,5}{0,85} \cdot 50,92 = 134,79 A.$$

Струм спрацювання реле:

$$I_{CP} = \frac{I_{CC} \cdot K_{CX}}{K_{T,TC}} = \frac{134,79 \cdot 1}{10} = 13,48 A.$$

Час спрацювання сигналізації:

$$t_{cc} = t_{c3}^{MC3} + \Delta t = 2 + 0,4 = 2,4 \text{ с},$$

де $\Delta t = 0,4 \text{ с}$ - ступінь селективності.

Таблиця 9.1

Струм спрацювання		Коефіцієнт	Час спрацювання захисту
захисту	реле		
I_{C3}	I_{CP}	$K_{ч}$	t_{c3}
A	A	-	с
Відсічка			
229,15	22,92	13,75	-
Максимальний струмовий захист (МСЗ)			
128,38	12,84	24,54	2
Захист від перевантажень (з дією на сигнал)			
134,79	13,48	-	2,4

10. Облік та вимірювання режимних параметрів системи електропостачання

10.1. Обґрунтування систем комерційного та технічного обліку і контролю електроспоживання.

Під технічним обліком електроенергії розуміють облік електроенергії, яка виробляється, передається і споживається на конкретному підприємстві, з метою здійснення ефективного контролю і різних потреб технічного характеру.

Сучасний технічний облік електроенергії має цілу низку специфічних особливостей безпосереднього застосування, до яких в тому числі, відносяться:

- збір і обробка інформації, одержуваної з великої кількості лічильників;
- формування звітів різного типу;
- доступ до одержуваних даних великої кількості фахівців;
- ведення великої бази даних;

Застосування систем технічного обліку електроенергії є суто внутрішньою справою конкретного підприємства, і отримана в результаті даного обліку інформація призначається для безпосереднього використання виключно всередині зазначеного підприємства. Для сторонніх же організацій отримані дані не є юридично значущими.

Власне, комерційний облік електроенергії являє собою точний облік кількості електроенергії, (яка була відпущена того чи іншого споживача) для визначення в фінансовому вираженні розрахунку за поставку.

Безпосереднє проведення комерційного обліку здійснює так звана Автоматизована Система Комерційного Обліку Електроенергії. (АСКОЕ), діяльність якої підпадає під дію спеціального законодавства про забезпечення єдності вимірювань.

					ДП 2021 141				
		№ докум.	Підпис						
Розроб.	Колесник Є.Г.				10. Облік та вимірювання режимних параметрів системи електропостачання	Літ.	Лист	Листів	
Перевір.	Чорний Ю.А.						67	8	
Реценз.						ННІТІ ім. акад. І.С.Гулого ЗЕЛ-5-8ск			
Н. Контр.									
Затверд.	Балюта С.М.								

Вся автоматична система, а також кожен з її елементів окремо в обов'язковому порядку повинні бути піддані атестації, а також пройти перевірку в спеціальному центрі стандартизації та метрології. Після проходження даних процедур, на систему повинні бути видані спеціальні встановленого зразка сертифікати. Також двічі за рік повинні проводитися спеціальні заходи, в ході яких здійснюється ретельна перевірка точності роботи всієї системи в цілому, і кожного приєднання окремо.

Комерційний облік електроенергії з використанням автоматизованих систем, дозволяє з високим ступенем ефективності вирішити проблеми загального визначення точного використання відпускається того чи іншого споживача електроенергії, а також передбачає можливість в необхідних випадках забезпечувати зниження тарифів на придбану електроенергію.

Ефективність комплексного підходу.

Комплексне використання автоматизованих систем технічного обліку електроенергії, а також і комерційного обліку електроенергії дозволяє забезпечити очевидний виражений економічний ефект. А також значно підвищує відповідальність безпосередніх споживачів за ефективне використання одержуваної ними електричної енергії. Крім того, це є для споживачів стимулом до проведення спеціальних заходів, спрямованих на забезпечення енергозбереження, а також безпосереднього скорочення енергоспоживання.

10.2. Автоматизований облік електроенергії

Для того щоб вести автоматизований облік електроенергії, існують спеціальні рішення – АСКОВЕ. Вони являють собою комплекс з приладів обліку, засобів передачі інформації (комунікацій) і спеціалізованого ПЗ.

Функції системи.

Функціонал автоматизованих систем комерційного обліку включає безліч аспектів:

своєчасний контроль споживання електроенергії кожним абонентом;
 відсутність необхідності в прямому доступі до приладу обліку для перевірки показань;
 постійне відстежування працездатності та стану лічильників;
 можливість здійснення розрахунку за кількома тарифами (наприклад, диференційованим з урахуванням часу доби);
 виявлення втрат електроенергії, локалізація проблемних точок;
 оперативне виявлення фактів розкрадання електроенергії;
 можливість значно зменшити число лінійного персоналу (контролерів-обхідників);
 істотне зниження витрат на організацію виписки рахунків і обслуговування точок обліку;
 підвищення відповідальності абонентів в питаннях оплати рахунків;
 виключення людського фактора і пов'язаних з цим неточностей з процедури зняття показань з лічильника;
 максимально оперативне отримання даних про фактичне споживання абонентами електроенергії.

Ключове завдання систем обліку - максимально точне вимірювання енергії (переданої і спожитої) для коректної оплати за заданими тарифами, зберігання результатів вимірювань протягом тривалого терміну і забезпечення доступу до цих даних для здійснення розрахунків.

Другий ключовий аспект - аналітичний. Автоматизований облік електроенергії - ефективний інструмент для оптимізації роботи підприємств, керуючих і енергозбутових компаній та інше. За порівняно невеликий проміжок часу (1-2 місяці) можна виявити основні проблеми енергетичної сфери: неграмотна компоновка мереж, несправності обладнання, розкрадання та інше. Сьогодні енергозбереження - це не просто тренд, а одне з найважливіших умов виробничої оптимізації, і без комплексного обліку тут не обійтися.

АСКОЕ забезпечує високу точність вимірювань. Укупі з можливістю тривалого зберігання даних, така система максимально спрощує вирішення будь-яких спірних ситуацій між споживачами і постачальниками енергоресурсів.

Окремо варто поговорити про економічні переваги даної системи. Контроль - сам по собі засіб зниження витрат, що виключає переплату. Однак автоматизований облік дає можливість не тільки менше платити споживачам, а й значимо знизити фінансове навантаження для всіх, хто пов'язаний з поставками електроенергії. Можливість автоматизувати розрахунки, дозволяє оперативніше виставляти квитанції, а значить, спрощує і прискорює надходження платежів. Всі розрахунки стають прозорішими, що знижує ризик помилок і шахрайства. Спрощується інтеграція з фінансово-розрахунковими організаціями та структурами.

Ще один важливий напрямок - вдосконалення інженерно-технічної сфери. Інтеграція автоматизованого обліку електроенергії в структуру підприємств, керуючих і енергозбутових компаній дозволяє:

- провести модернізацію диспетчерського управління;
- поліпшити оперативність і загальну ефективність аварійних служб;
- спростити підготовку ППР (планово-попереджувальних ремонтів);
- більш продуктивно планувати і реалізовувати технічне переоснащення;
- отримувати повну картину енергоспоживання і енергорозподілу, що важливо і для оптимізації, і для підвищення інвестиційної привабливості компанії.

З технічної точки зору є актуальним також фактор оперативності - можливості сьогоденних систем комунікації та інформаційних технологій дозволяють дуже швидко організовувати навіть сильно розгалужені, складні облікові комплекси.

Основні елементи автоматизованих систем обліку

Система АСКОЕ складається з декількох основних компонентів:

засоби вимірювання - електричні лічильники;
інформаційні елементи - пристрої збору та передачі даних;
програмне забезпечення верхнього рівня.

Лічильники енергії - основа будь-якого облікового комплексу. Сьогодні використовуються мікропроцесорні моделі з цифровим інтерфейсом.

Лічильники підрозділяються по класу точності - 1,0; 0,5S та інше. Для комерційного обліку рекомендується вибрати більш високий клас приладу.

Засоби вимірювання розрізняють і за розділами функцій. Для сучасних цифрових лічильників доступні в залежності від конфігурації:

облік енергії (активної і реактивної);
фіксація показників максимальної потужності для заданого тимчасового інтервалу;
зберігання отриманих даних у власній пам'яті;
вимір не тільки кількості, але і якості електроенергії (струм, напруга, частота, провали напруги, зрушення фаз та інше).

Дані передаються відразу в готовому форматі - в кіловат-годинах (кВт / год), при цьому для передачі досить проміжку в декілька секунд. При поганому зв'язку або його відсутності дані не пропадають - власна пам'ять лічильника дозволяє зберігати вимірювання протягом декількох місяців. Передача інформації супроводжується її перевіркою на справжність, що забезпечує повну достовірність показників.

Варіант цифрового інтерфейсу зазвичай вибирається з урахуванням зміни конкретної облікової системи та поставлених перед нею завдань.

ПЗПД (пристрої збору і передачі даних) - це проміжні ланки, які збирають інформацію з лічильників, проводять її обробку та передачу на більш високий рівень.

Для остаточного зберігання, аналізу даних, обміну інформацією з постачальником або іншими підприємствами використовуються ПК зі спеціальним програмним забезпеченням.

Основні види автоматизованих систем обліку

Існують 2 основні категорії комплексів для автоматизованого обліку електроенергії:

системи комерційного обліку;

системи технічного обліку.

Різниця полягає в задачах і сфері застосування.

Облік комерційної спрямованості призначений для здійснення розрахунків з постачальником енергії. Такі системи застосовуються:

в житловому секторі (включаючи приватне житлове будівництво);

заміських будинках і дачах;

мережах споживчої сфери;

на промислових підприємствах.

Є комплекси колективного обліку, що дають можливість обслуговувати від кількох десятків до кількох сотень абонентів.

Комерційний облік працює зі стабільною, незмінною схемою електропостачання, параметри якої закладаються в АСКОЕ ще на етапі проектування. Надалі зміни в подібній системі можуть проводитися тільки за погодженням з постачальником енергії.

Технічний облік орієнтований на забезпечення контролю споживання і розподілу енергії всередині підприємств. Фактично, це облік в першу чергу «для себе», а не для постачальників. Його особливості:

гнучкість - вимоги і умови роботи виробництва постійно змінюються;

робота зі значною кількістю точок обліку.

Крім того, такий контроль є важливою ланкою комплексного інформаційного простору, який передбачає спостереження операторів за всіма управлінськими і виробничими процесами.

Вибір трансформаторів струму.

В приєднанні НН

					ДП 2021 141	Лист
						72
Зм.	Лист	№ докум.	Підпис	Дата		

Вибираємо трансформатор струму типу ТШ-0,66 згідно сайту <http://www.megommetr.com> :

$$I_{НОМ} = 400 \text{ A} > I_{МАХ} = 366,57 \text{ A};$$

$$U_M = 0,66 \text{ кВ} > U_H = 0,4 \text{ кВ};$$

$$K_T = 0,5; Z_{2НОМ} = 2 \text{ Ом}; I_2 = 5 \text{ A}.$$

Дані приладів зводимо у табл.. 10.1.

Таблиця 10.1.

Прилад	Тип приладу	A, В·А	B, В·А	C, В·А
A	Э351	0,5	-	-
Wh	НІК 2303 АРП1	1,0	-	1,0
Varh		2,0	-	2,0
Разом		3,5	-	3

Вибираємо трансформатор струму на ТП типу ТШ- 0,66 згідно сайту <http://www.megommetr.com>:

$$I_{НОМ} = 400 \text{ A} > I_{МАХ} = 655,32 \text{ A};$$

$$U_M = 0,66 \text{ кВ} > U_H = 0,4 \text{ кВ};$$

$$K_T = 0,5; Z_{2НОМ} = 2 \text{ Ом}; I_2 = 5 \text{ A}..$$

11. Якість електричної енергії в системі електропостачання

11.1. Характеристика показників якості електричної енергії.

Відхилення напруги.

Одним з параметрів якості електроенергії є відхилення напруги.

Відхилення напруги визначається значенням сталого відхилення напруги.

Для значення відхилення напруги встановлені нижченаведені норми:

нормально допустимі і гранично допустимі значення усталеного відхилення напруги на затискачах приймачів електроенергії дорівнюють відповідно 5 і + 10% від номінальної напруги електричної мережі.

Значення відхилення напруги визначається при тривалості процесу більше однієї хвилини. Нормально допустимим відхиленням напруги вважається діапазон в 5%, тобто: $\pm 5\%$. Гранично допустимим відхиленням напруги вважається діапазон в 10%, тобто: $\pm 10\%$.

Для визначених вище показників якості електроенергії діють наступні нормативи: позитивні і негативні відхилення напруги в точці передачі електричної енергії не повинні перевищувати 10% номінального або узгодженого значення напруги протягом 100% часу інтервалу в один тиждень.



					ДП 2021 141						
		№ докум.	Підпис								
Розроб.		Колесник Є.Г.			11. Якість електричної енергії в системі електропостачання			Літ.	Лист	Листів	
Перевір.		Чорний Ю.А.								75	7
Реценз.								ННІТІ ім. акад. І.С.Гулого ЗЕЛ-5-8ск			
Н. Контр.											
Затверд.		Балюта С.М									

Коливання напруги

Коливання напруги характеризуються наступними показниками:

розмахом зміни напруги;

дозою флікера.

Значення коливання напруги мають ті ж самі норми, що і відхилення напруги з єдиною відмінністю: тривалість процесу менше однієї хвилини. Нормально допустимим коливанням напруги вважається діапазон в 5%, тобто: $\pm 5\%$ (від 209 В до 231 В). Гранично допустимим коливанням напруги вважається діапазон в 10%, тобто: $\pm 10\%$ (від 198 В до 242 В).



Провал напруги.

Одним з параметрів якості електроенергії є провал напруги. Провал напруги визначається показником часу провалу напруги.

Гранично допустиме значення тривалості провалу напруги в електромережах напругою до 20 000 В включно дорівнює 30 секунд. Тривалість автоматично видаляемого провалу напруги в будь-якій точці приєднання до

Зм.	Лист	№ докум.	Підпис	Дата

ДП 2021 141

Лист

76

електричних мереж визначається витримками часу релейного захисту та часом спрацювання автоматики.

Провал напруги визначається, коли напруга падає до значення $0,9U$ і характеризується тривалістю процесу. Гранично допустима тривалість - 30 секунд. Глибина провалу іноді може доходити і до 100%.



Перенапруга

Тимчасове перенапруга визначається показником коефіцієнта тимчасової перенапруги.



Перенапруга характеризується амплітудним значенням напруги більше 342 В. Верхня межа значення напруги ГОСТом не визначається. Тривалість тимчасового перенапруги - менше 1 секунди.

Якість електроенергії. Види відхилень параметрів електричної енергії

Для визначення якості електричної енергії можна використовувати такі графічні зображення. На наведених нижче рисунках відображені такі відхилення параметрів якості електроенергії: відхилення напруги, коливання напруги, перенапругення, провал напруги (рис. 11.1), порушення синусоїдальності напруги (рис. 11.2), імпульси напруги (рис.11.3)..

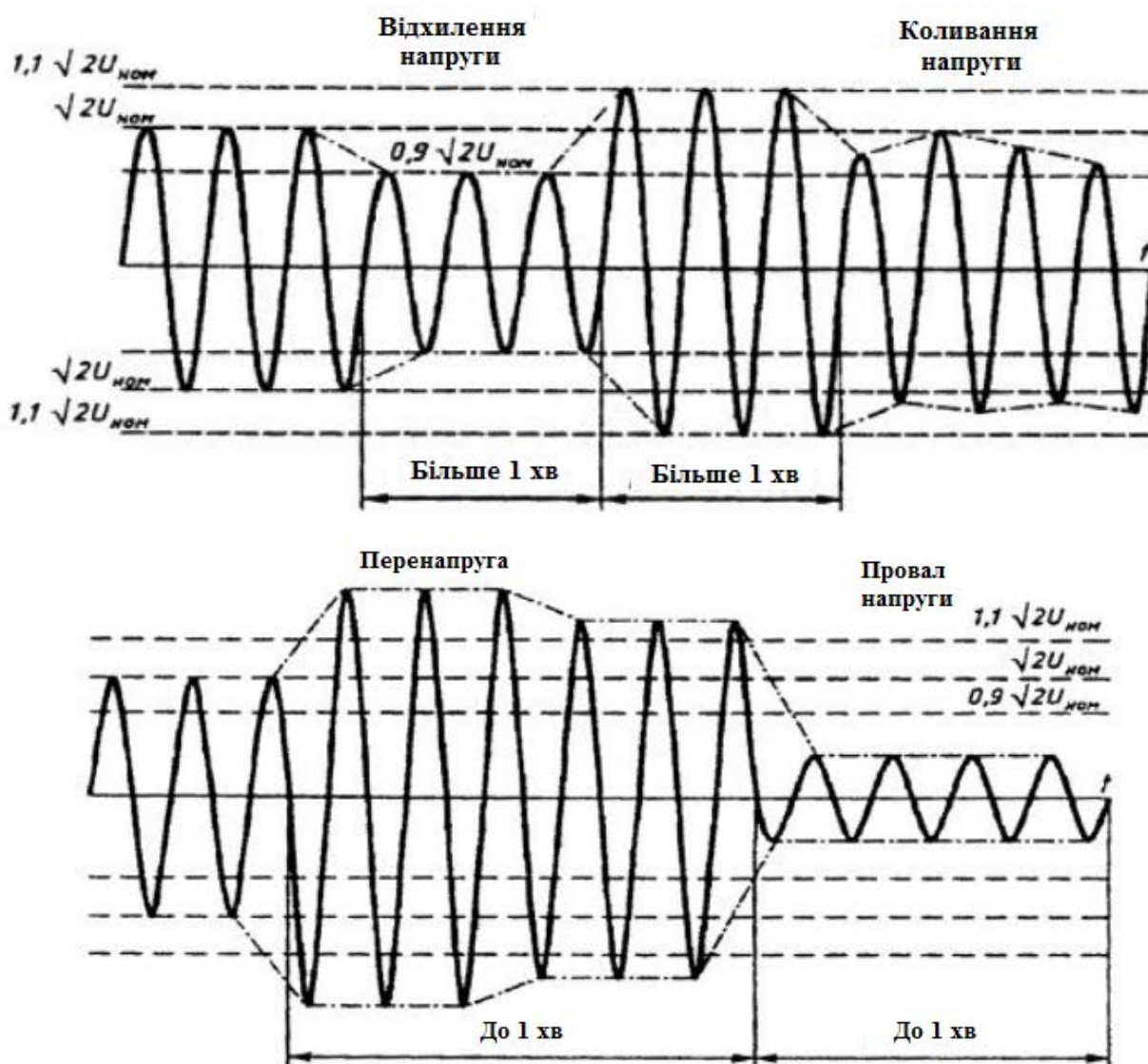


Рис. 11.1. Відхилення напруги, коливання напруги, перенапруга, провал напруги.

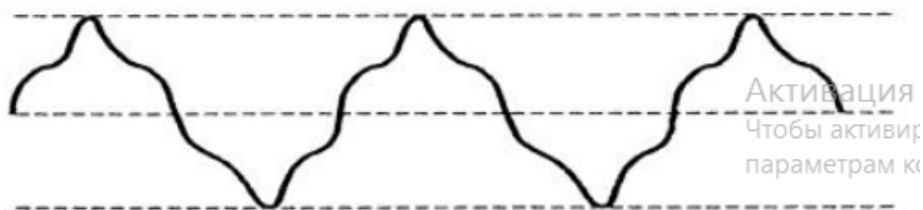


Рис. 11.2. Несинусоидальність напруги

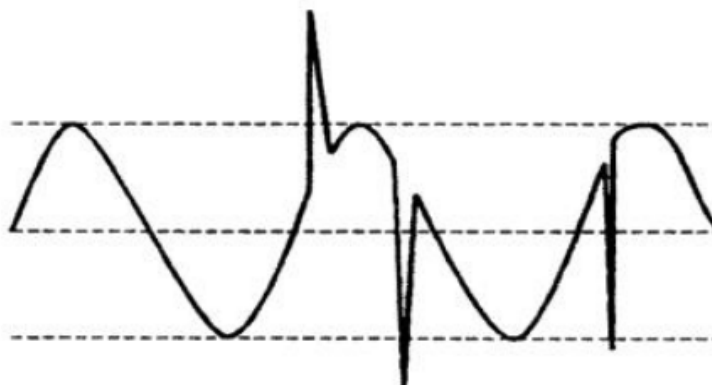


Рис. 11.3. Імпульси напруги

11.2. Методи та засоби підвищення якості електроенергії

На сьогоднішній день суттєвою проблемою енергетики в Україні являється якість електроенергії в розподільних електромережах 10 кВ, вимоги до якої визначені в [14]. Низька якість електроенергії призводить [15] до великих економічних проблем, обумовлених втратами електроенергії, зносу обладнання, в тому числі трансформаторів, ліній електропередач, виходу з ладу обладнання, яке чутливе до перепадів напруги, особливо обладнання, що містить мікропроцесорні блоки. В Україні на 2008 рік було виявлено по даним Інституту електродинаміки НАН України зниження якості електроенергії збільшує її витрати на 10-12% [16]. Тобто ціна на електроенергію буде тільки збільшуватися. Збитки від провалів і раптового підвищення напруги, від імпульсів напруги і гармонік складають [18] в Канаді 1,2 млрд. доларів щорічно, а у колишньому СРСР – близько 10 млрд. доларів.

Істотні відхилення показників якості електроенергії від нормативних значень виникають у зв'язку зі змінами структури споживання електроенергії, масового впровадження засобів регулювання навантаження і електрообладнання з різкозмінним, несиметричним і нелінійним навантаженням [19]. Це в свою чергу може призводити до зміни режимів роботи електричних мереж, підвищених втрат електроенергії, зростання числа відмов електротехнічного обладнання, порушення технологічних процесів споживачів електроенергії і виникнення взаємних претензій електропостачальних організацій і споживачів електроенергії.

Для вирішення проблеми моніторингу і керування якістю електроенергії наразі існує ряд систем і пристроїв.

1. Система моніторингу і управління якістю електроенергії (СМіУКЕ) “Гармоника” призначена [16]:

- для контролю показників якості електроенергії (ПКЕ) по класу «А» вимірювань ГОСТ 30804.4.30;
- для реєстрації рівня порушень показників якості в окремих вузлах мереж електропостачання шляхом моніторингу ПКЕ;
- для аналізу впливу якості електроенергії на роботу магістральних та розподільчих мереж, мереж промислових підприємств і енергоустановок споживачів;
- для забезпечення підтримки вибору методів підвищення та управління якістю електроенергії, розрахунку параметрів технічних засобів, що реалізують ці методи.

Можливості системи дозволяють виявити причини відхилення якості електроенергії від норми, оцінити надійність системи електропостачання і роботи технологічного обладнання споживачів, а також вибрати ефективні засоби для підвищення якості електроенергії.

Система моніторингу і управління якістю електроенергії (СМіУКЕ) “Гармоника»” здійснює такі базові функції:

- безперервні вимірювання різноманітних параметрів електроенергії (включаючи ПKE) в електричних мережах 0,4-1150 кВ за допомогою синхронізованих по GPS / ГЛОНАСС стаціонарних і / або мобільних засобів вимірювань;
- збір, зберігання і передачу з рівня енергооб'єктів на рівень диспетчерських центрів (центрів управління) результатів вимірювань;
- визначення статистичних характеристик показників якості електроенергії і автоматизоване формування стандартизованих звітів про якість електроенергії;
- автоматизований аналіз даних з метою визначення можливих причин зниження якості електроенергії в електричних мережах;
- моделювання та аналіз режимів роботи електричних мереж з урахуванням результатів вимірювань щодо порушень якості електроенергії для комплексної оцінки впливу якості електроенергії на ефективність передачі і використання електроенергії і для розробки заходів по підтримці якості електроенергії в необхідних межах.

2. Для контролю показників якості в режимі реального часу служить автоматизована система контролю якості електроенергії (АСКЯЕ) [20].

Основні функції АСКЯЕ:

- контроль показників якості електроенергії в режимі реального часу (показники виводяться на екран диспетчера) дозволяє проводити експрес аналіз стану електромережі та попереджати можливі аварії;
- формування звітів по якості електроенергії (відповідно до ГОСТ 13109-97) для підготовки документів і ведення претензійної роботи з постачальниками електроенергії;
- формування бази даних для аналізу стану енергосистеми і розробки заходів щодо забезпечення нормального функціонування устаткування.

АСКЯЕ створена на основі програмного комплексу RedPine - нового покоління, яка забезпечує збір, аналіз і відображення інформації про відхилення показників якості електроенергії від значень, визначених чинним ГОСТ. Комплекс RedPine встановлений на багатьох об'єктах промисловості і в сфері ЖКГ як база для систем обліку, контролю і диспетчеризації інженерних мереж.

3. Прилад контролю якості електроенергії:

Виробник SATEC LTD.

Прилад вимірює, обчислює і реєструє всі показники якості електричної енергії визначені в ГОСТ13109-97 [20]:

- стале відхилення напруги в режимах найбільшою, найменшою і добового навантаження;
- спотворення синусоїди напруги;
- коефіцієнт n-ой гармонійної складової напруги;
- несиметрія напруг по зворотній та нульовій послідовності;
- відхилення частоти;
- розмах зміни напруги і доза флікера; □ провали напруги;
- імпульсна напруга і тимчасові перенапруги;
- видача звітів згідно РД 153-34.0-15.501-00. Також існують методи регулювання напруги величезних мережах за допомогою трансформаторів з перемиканням регульованих відгалужень без збудження (ПБЗ) та з перемиканням регульованих відгалужень під навантаженням (РПН) [21]. В теперішній час трансформатори з ПБЗ виготовляють з основним і чотирма додатковими відгалуженнями. Трансформатори з регулюванням напруги під навантаженням [22], тобто з вбудованим пристроєм РПН [23] відрізняються від трансформаторів з ПБЗ наявністю спеціального перемикаючого пристрою, а також збільшеною кількістю ступенів регульованих відгалужень і діапазоном регулювання. Пристрій РПН є елементом з обмеженим ресурсом перемикання. До того ж час перемикання відпайки 5 с [24]. Цих недоліків не мають

безконтактні пристрої РПН, в яких застосовуються напівпровідникові силові ключі. Трансформатори, обладнані такими пристроями мають час перемикання відпайки 10 мс, а саме перемикання не супроводжується появою вищих гармонік, відповідно покращується динамічна стійкість системи регулювання напруги.

Існують також більш складні системи керування якістю електроенергії з можливістю активного втручання в оперативному режимі.

					ДП 2021 141	Лист
						83
Зм.	Лист	№ докум.	Підпис	Дата		

Розділ 12. Охорона праці

Обґрунтування рішення щодо розміщення електротехнічного обладнання

Головна перевага трансформаторного обладнання сухого типу є експлуатаційна безпечність.

Оскільки трансформатори сухого типу відповідають усім вимогам по пожежній безпеці їх можна встановлювати безпосередньо у виробничих приміщеннях. В силу конструктивних особливостей, а саме відсутність горючих рідин в конструкції, сухі трансформатори мають значно меншу вірогідність виникнення вогню при короткому замиканні чи при якомусь сторонньому механічному впливу.

В той же час не стоїть забувати, що любий трансформатор є обладнання підвищеної небезпеки. Тому його монтаж повинен виконуватись в ізолюваному відсіку, приміщенні, до якого можуть потрапити тільки спеціалісти відповідної кваліфікації. Вірогідність проникнення в трансформаторний відсік сторонніх людей чи тварин повинна бути виключена.

Виводи високої та низької напруги виконуються абсолютно недоступно зовні та ретельно ізолюють для запобігання враження електричним струмом. Потрібно з особливою ретельністю виконувати ці правила, так як враження електричним струмом може виникнути навіть при дотику до поверхні литої обмотки трансформатора, тому сухі трансформатори потребують додаткової огорожі.

					<i>ДП 2021 141</i>		
		№ докум.	Підпис		<i>12. Охорона праці</i>		
Розроб.		Колесник Є.Г.					
Перевір.		Сірик А.О.					
Реценз.							
Н. Контр.							
Затверд.		Балюта С.М.			ННІТІ ім. акад. І.С.Гулого ЗЕЛ -5-8ск		
						Літ.	Лист
						82	14

Електрообладнання та електроустановки при використанні та зберіганні піддаються впливу різних експлуатаційних факторів, в результаті чого зношуються і старіють. Через зношеність і старіння збільшується небезпека появи відмов, що призводять до порушення працездатності виробу. Зазвичай виникнення відмови передують поява несправностей, обумовлених зміною характеристик пристрою, відхиленням від нормальних режимів їх використання.

Безперебійність електропостачання споживачів досягається впровадженням різних схем автоматики та електромеханіки. У силу цього значно підвищуються вимоги до кваліфікації працівників. У процесі виробничого навчання учні - майбутні інженери-електрики та електромонтери повинні міцно засвоїти широке коло спеціальних питань:

- Призначення різних об'єктів будівництва;
- Шляхи і засоби механізації і індустріалізації виробництва електромонтажних робіт;
- Конструкцію і принцип роботи верстатів, апаратів, машин, інструментів і пристосувань, що використовуються електромонтером;
- Властивості і застосування основних електротехнічних і будівельних матеріалів;
- Основну проектну документацію, електротехнічні креслення і схеми;
- Організацію робочого місця, техніку безпеки і першу допомогу, виробничу санітарію і протипожежні заходи;
- Основи економіки організації і планування будівництва і виробництва електромонтажних робіт т. ін.

Крім того, вони повинні придбати основні професійні навички:

- Правильно виконувати основні технологічні операції при спорудженні електричних мереж, монтажі електрообладнання та апаратури;
- Виробляти необхідний ремонт, наладку і регулювання електроустановок напругою до 1 кВ (і вище);

- Вибирати необхідні для монтажу і ремонту матеріали і вироби, проводити розрахунки і складати схеми нескладних електроустановок.

Роботи в діючих електроустановках повинні виконуватися відповідно до міжгалузевими правил з охорони праці (правила безпеки) при експлуатації електроустановок споживачів (Міжгалузеві ПОТ (ПБ)).

Ремонт електроустаткування виконують за нарядом з повним відключенням напруги та накладанням заземлення.

Ремонтна бригада складається не менше ніж з двох електрослюсарів, один з яких (виконавець робіт) повинен мати IV кваліфікаційну групу з техніки безпеки, а другий - не нижче II групи.

До початку робіт роблять всебічне відключення електроустаткування, що підлягає ремонту, і в місцях, звідки може бути подана напруга, вивішують забороняють плакати. Перед початком робіт перевіряють відсутність напруги, і устаткування заземлюють включенням стаціонарних роз'єднувачів заземлення або переносного, на місці робіт вивішують плакати «Заземлено» і «Працювати тут».

Роботи переносним інструментом. Ремонтно-монтажні роботи в електроустановках доводиться вести в умовах заземлених металевих конструкцій, струмопровідних підлог, значної вологості, що становить підвищену небезпеку для працюючих. До роботи з електроінструментом допускаються особи, які пройшли виробниче навчання і мають не нижче II-ої кваліфікаційної групи з електробезпеки. Електроінструмент повинен швидко включатися в електромережу та відключатися від неї і мати недоступні для випадкового дотику струмоведучі частини. Напруга живлення електроінструменту має бути не вище 220 В при роботі в приміщеннях без підвищеної небезпеки і не вище 50 В у приміщеннях з підвищеною небезпекою і поза приміщеннями. Допускається застосовувати електроінструмент напругою

до 220 В, але при надійному заземленні корпусу інструменту і наявності захисних засобів - діелектричних рукавичок, калош, килимків. В особливо небезпечних приміщеннях напруга має бути не вище 50 В з обов'язковим застосуванням захисних засобів. Перед початком роботи з електроінструментом необхідно застебнути рукави.

У електроінструменту і переносних світильників не рідше одного разу на місяць перевіряють мегомметром відсутність замикань на корпус, обриву заземлюючого проводу і стан ізоляції проводів.

Електрозварювальні роботи.

При ремонті устаткування виникає необхідність проведення нескладних електрозварювальних робіт, таких, як ремонт контуру заземлення, монтаж сітчастих огорож і т. д. Недотримання спеціальних правил виконання електрозварювальних робіт може призвести до ураження електричним струмом, отриманню опіків від дуги і бризок розплавленого металу, впливу електричної дуги на очі, а так само виникнення пожежі.

Тому до зварювальних робіт допускаються особи, які пройшли спеціальне навчання і мають групу з техніки безпеки не нижче II.

Роботи в електроустановках, що стосується заходів безпеки, діляться на три категорії:

- Зі зняттям напруги;
- Без зняття напруги на струмовідних частинах і поблизу них;
- Без зняття напруги не на струмовідних частинах, що знаходяться під напругою.

У випадку одночасної роботи в електроустановках напругою до і понад 1000 В категорії робіт визначаються як для установок більше 1000 В. До робіт, які виконуються зі зняттям напруги, належать роботи, які здійснюються в електроустановці (або її частини), в якій з струмопровідних

частин знято напругу і доступ в електроустановки (або їх частини), що знаходяться під напругою, стало неможливим.

До робіт, які виконуються без зняття напруги на струмопровідних частинах і поблизу них, належать роботи, що проводяться безпосередньо на цих частинах. Роботи без зняття напруги на струмопровідних частинах і поблизу них слід виконувати не менше як двом працівникам, з яких керівник робіт повинен мати групу IV, інші - групу III.

В електроустановках напругою понад 1000 В роботи без зняття напруги на струмопровідних частинах і поблизу них слід виконувати із застосуванням засобів захисту для ізоляції працівника від струмопровідних частин або від землі. У випадку ізоляції працівника від землі роботи слід виконувати згідно спеціальних інструкцій або технологічними картами, в яких передбачені необхідні заходи безпеки.

Під час роботи в електроустановках напругою до 1000 В без зняття напруги на струмопровідних частинах або поблизу від них необхідно:

- Захистити розташовані поблизу робочого місця інші струмопровідні частини, які знаходяться під напругою, і до яких можливо випадковий дотик;
- Працювати в діелектричній взуття, стоячи або на ізолювальних підставці або на діелектричному килимі;
- Застосовувати інструмент з ізолювальними рукавами (у викруток, крім того, повинен бути ізольований стрижень); за відсутності такого інструменту слід користуватися діелектричними рукавичками.

Під час виконання робіт без зняття напруги на струмопровідних частинах за допомогою ізолювальних засобів захисту необхідно:

- Тримати ізолювальні частини засобів захисту за рукави до обмежувального кільця;
- Розміщувати ізолювальні частини засобів захисту так, щоб не виникла небезпека перекриття по поверхні ізоляції між струмопровідними частинами двох фаз чи замикання на землю;

.

- Користуватися тільки сухими і чистими ізолювальними частинами засобів захисту з непошкодженим лаковим покриттям.

У разі виявлення порушень лакового покриття чи інших несправностей ізолювальних частин засобів захисту користування ними забороняється. У процесі роботи із застосуванням електрозахисних засобів (ізолювальні штанги та кліщі, електровимірювальні кліщі, покажчики напруги) допускається наближення працівника до струмопровідних частин на відстань, яка визначається довжиною ізолювальної частини цих приладів.

Без застосування електрозахисних засобів забороняється торкатися ізоляторів електроустановки, яка знаходиться під напругою. Забороняється заносити довгі предмети (труби, драбини тощо) та працювати з ними в РУ, в яких можливий випадковий дотик до частин, які знаходяться під напругою, потрібно працювати вдвох під постійним наглядом керівника робіт.

Драбини, що застосовуються для ремонтних робіт, повинні бути виготовлені за ГОСТ, ДСТУ чи ТУ на них. Опорна частина драбин, що встановлюються на гладких поверхнях, має бути оббита гумою, а на опорних частинах драбин, що встановлюються на землі, повинні бути гострі металеві наконечники. Драбини повинні верхнім кінцем надійно спиратися на міцну опору. У разі необхідності обперти драбину на провід, вона повинна бути обладнана гачками в верхній частині. Пов'язані драбини застосовувати забороняється. У разі встановлення приставних драбин на підкранових балках, елементах металевих конструкцій тощо необхідно надійно закріпити верхівку і низ драбини на конструкціях.

У процесі обслуговування та ремонту електроустановок застосування металевих драбин забороняється. Роботу із застосуванням драбин виконують два працівники, один з яких знаходиться знизу. Стоячи на ящиках та інших сторонніх предметах виконувати роботи забороняється.

Працівникам слід пам'ятати, що після зникнення напруги з електроустановки вона може бути подана знову без попередження.

					ДП 2021 141	Лист
						87
Зм.	Лист	№ докум.	Підпис	Дата		

Встановлення і зняття запобіжників, як правило, проводиться при знятій напрузі. Під напругою, але без навантаження допускається знімати та встановлювати запобіжники на приєднаннях, в схемі яких відсутні комутаційні апарати, що дозволяють зняти напругу.

Під напругою і під навантаженням в освітлювальних мережах і у вторинних ланцюгах допускається знімати і встановлювати запобіжники трансформаторів напруги, запобіжники пробкового типу. Під час зняття і встановлення запобіжників під напругою необхідно користуватися:

- В електроустановках напругою понад 1000 В - ізолювальними кліщами (штангою), діелектричними рукавичками та захисними окулярами (маскою).

В електроустановках до 1000 В - ізолювальними кліщами чи діелектричними рукавичками, а в разі наявності відкритих плавких вставок, також і захисними окулярами (маскою).

Вимикати і включати роз'єднувач, і вимикачі напругою понад 1000 В з ручним приводом слід в діелектричних рукавичках.

У темний час доби ділянки робіт, робочі місця і підходи до них повинні освітлюватися. Освітленість має бути рівномірною, без сліпучого дії на працівників освітлювальних пристроїв. Забороняється виконання робіт в неосвітлених місцях.

Всі працівники, які знаходяться у приміщеннях з чинним електрообладнанням електростанцій і підстанцій (за винятком щитів керування релейних та їм подібних приміщень), в ЗРУ, ВРУ, в колодязях, тунелях і траншеях зобов'язані користуватися захисними касками.

2. Організаційні та технічні заходи з охорони праці

При порушенні ізоляції в електроустановці й замиканні фази на корпус (не струмоведучу частину), останній здобуває потенціал ушкодженої

фази й дотик до нього також небезпечний, як і дотик до струмоведучої частини електроустановки.

Одним з заходів захисту в цьому випадку є заземлення корпусів електроустановок.

Замиканням на землю називається випадкове електричне з'єднання частин, що перебувають під напругою, із землею. Стікання струму в землю відбувається через провідник, що перебуває з нею в контакті, що може бути випадковим або навмисним.

При стіканні струму в землю відбувається різке зниження потенціалу струмоведучої частини, що заземлилася, або корпусу ушкодженої електроустановки щодо землі, що очевидно з наступного прикладу (рис.12.1).

Візьмемо найпростішу однофазну мережу напругою 380В від якої живиться заземлена електроустановка. Згідно ПУЕ перехідний опір заземлюючого пристрою $R_{\Sigma} \leq 10 \text{ Ом}$. Опір ізоляції справного виводу мережі приймемо рівним 1000 Ом (досить малий опір; у шахтах, кар'єрах реле витоку відключає мережу при зниженні ізоляції до 3500 Ом.) Струм замикання в такому випадку буде:

$$I_3 = \frac{U}{R_{\Sigma} + r_{\text{из}}} = \frac{380}{10 + 1000} = 0,376 \text{ А}$$

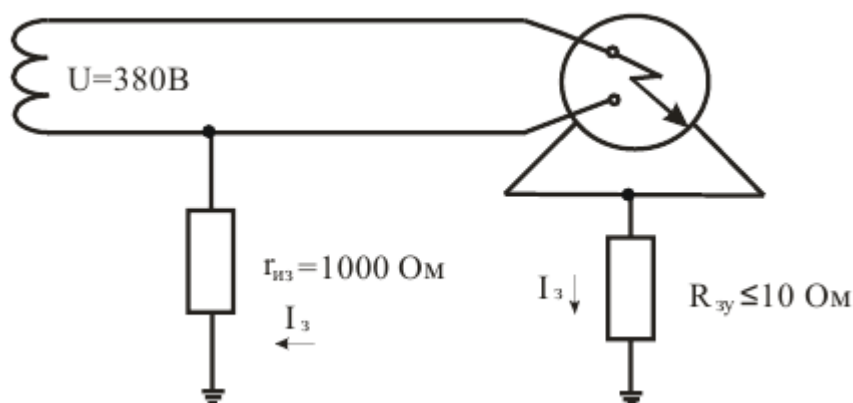


Рис.12.1 Схема замикання на корпус в електроустановці

Потенціал корпусу ушкодженої електроустановки щодо землі буде дорівнює потенціалу заземлювача:

$$U_k = U_{R_{zy}} = I_z * R_{zy} = \frac{380*10}{10+1000} = 3,76\text{В}$$

Це явище, досить сприятливе за умовами безпеки, використовують як

захисну міру при випадковому замиканні фази на корпус електроустановки. Стікання струму із заземлювача супроводжується виникненням на ньому й на землі довкола нього деяких потенціалів. Щоб довідатися, як змінюється потенціал точок землі залежно від відстані до заземлювача, необхідно вивести рівняння потенційної кривої.

Для спрощення картини електричного поля зробимо допущення, що струм проходить у землю через одиночний заземлювач напівсферичної форми радіусом r , занурений в однорідний ізотопний ґрунт із питомим електричним опором ρ , у багато разів перевищуючий питомий електричний опір матеріалу заземлювача. Заземлювач такої форми на практиці, як правило, не застосовується, однак використання його, в даному випадку, значно спрощує математичні виводи.

У цьому випадку струм у землі буде розтікатися в усі сторони по радіусах напівкулі й щільність його буде убувати в міру віддалення від заземлювача й визначатися як відношення струму замикання на землю I_z до площі поверхні напівкулі радіусом X :

$$J = \frac{I_z}{2\pi x^2}$$

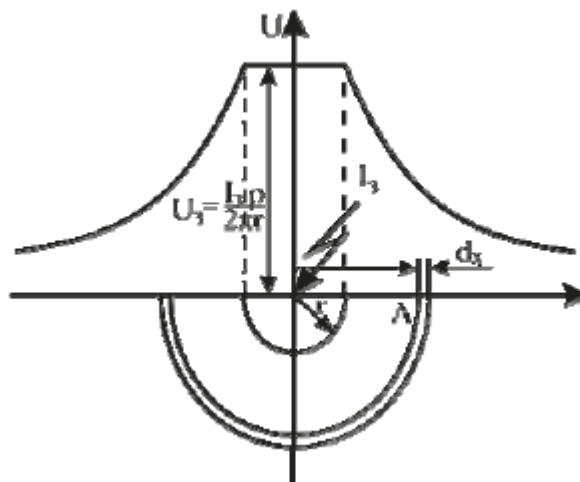


Рис.12.2 Крива стікання потенціалу з напівсферичного заземлювача

Ця поверхня називається еквіпотенціальною. Для визначення потенціалу точки А, що лежить на поверхні з радіусом X , виділимо елементарний шар товщиною dx . Спадання напруги в цьому шарі буде:

$$dU = E dx$$

Напруженість електричного поля в точці А визначається за законом Ома,

вираженням в диференціальній формі: $E = j * \rho$

Потенціал точки А дорівнює сумарному спаданню напруги від точки А до точки землі з нульовим потенціалом (безмежно віддаленої від заземлювача. Практично на відстань 20 м від заземлювача потенціал точок землі можна вважати рівним нулю).

$$U_A = \int_x^{\infty} dU = \int_x^{\infty} E * dx$$

Підставимо значення напруженості поля й щільності струму, одержимо

$$U_A = \int_x^{\infty} \frac{I_3 \rho}{2\pi x^2} * dx = \frac{I_3 \rho}{2\pi x}$$

Отримане рівняння кривої стікання потенціалу – рівностороння гіпербола. Максимальний потенціал буде на заземлювачі:

$$U_3 = \frac{I_3 \rho}{2\pi r}$$

Мінімальний (нульовий) потенціал буде на відстані 20м і більше від заземлювача. Такий розподіл потенціалу пояснюється формою провідника - ґрунту, перетин якого зростає пропорційно квадрату відстані від центра заземлювача.

Опір заземлювача розтіканню струму буде:

$$R_3 = \frac{U_3}{I_3} = \frac{\rho}{2\pi r}$$

3. Практичний розрахунок.

Людина доторкнулась до фазного проводу трифазної чотирипровідної мережі 380/220 В (частотою 50 Гц) з заземленою нейтралю. Накреслити схеми і визначити напругу дотику ($U_{\text{дот}}$) та силу струму, що проходить через людину ($I_{\text{л}}$) для двох режимів роботи електроустановки: нормальному і аварійному. (людина доторкнулась до фазного провідника в момент, коли інший провідник був замкнений на землю через різні опори замикання на землю $R_{\text{зам}}$, Ом)

Покажіть, в яких випадках доторкання небезпечніше. В розрахунках прийняти опір тіла людини $R_{\text{л}}$, Ом; опір заземлення нейтралі R_0 , Ом; опір ізоляції провідників $R_A = R_B = R_C = R$, кОм; ємність провідників $C_A = C_B = C_C = C$, мкФ.

1. В нормальному режимі для двох випадків :

1.1. при $C_A = C_B = C_C = 0$ і $R_A = R_B = R_C = R$, кОм; опір R має значення, наведені у таблиці.

1.2. $C_A = C_B = C_C = C$ мкФ , і $R_A = R_B = R_C = \infty$; ємність C має значення, наведені в таблиці.

2. В аварійному (людина доторкнулась до фазного провідника в момент, коли інший провідник був замкнений на землю через різні опори замикання на землю $R_{\text{зам}}$, Ом).

Таблиця 12.1

Варіант	R_L Ом	R_0 Ом	Нормальний режим		Аварійний режим		
			1	2			
			випадок : $C_A = C_B = C_C = 0$ $R_A = R_B = R_C = R$	випадок : $R_A = R_B = R_C = \infty$; $C_A = C_B = C_C = C$	R , кОм	C , мкФ	$R_{зам}$, Ом
5	700	4,0			15	0,03	80; 40; 2; 0,2 .

1.1. У нормальному режимі роботи мережі провідності фазного і нульового проводів відносно землі припущено дорівнюють 0 (рис.12.3).

В цьому випадку напруга дотику знаходиться за формулою :

$$U_{\text{дот}} = U_{\phi} \cdot \frac{R_L}{R_L + R_0} ;$$

$$U_{\text{дот}} = 220 \cdot \frac{700}{700 + 4,0} = 218,75 \text{ В} .$$

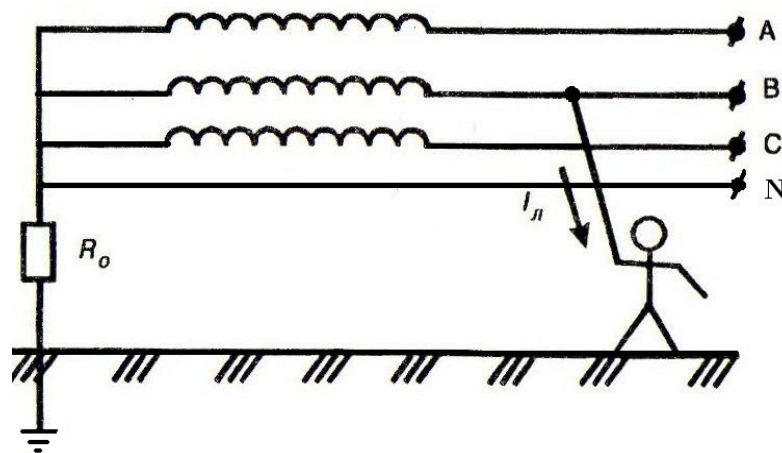


Рис. 12.3 Однофазний дотик до фази 4-провідної мережі з
заземленою нейтраллю.

Струм через людину знайдемо за формулою :

$$I_{\text{л}} = \frac{U_{\text{ф}}}{R_{\text{л}} + R_0} ;$$

$$I_{\text{л}} = \frac{220}{700 + 4,0} = 0,313 \text{ А.}$$

2. Аварійний режим розглядаємо для випадку, коли одна з фаз замкнута на землю (наприклад – С), через відносно малий активний опір $R_{\text{зам}}$ (рис. 12.4).

У цьому випадку напругу дотику визначаємо за формулою :

$$U_{\text{дот}} = U_{\text{ф}} \cdot R_{\text{л}} \cdot \frac{R_{\text{зам}} + R_0 \cdot \sqrt{3}}{R_{\text{зам}} \cdot R_0 + R_{\text{л}}(R_{\text{зам}} + R_0)} ;$$

Знаходимо $U_{\text{дот}}$ для наступних значень :

$$U_{\text{ф}} = 220 \text{ В}; R_{\text{л}} = 700 \text{ Ом}; R_{\text{зам}} = 80 \text{ Ом}; R_0 = 4,0 \text{ Ом.}$$

$$U_{\text{дот}} = 220 \cdot 700 \cdot \frac{80 + 4,0 \cdot \sqrt{3}}{80 \cdot 4,0 + 700(80 + 4,0)} = 226,437 \text{ В.}$$

За тими же вхідними даними розраховуємо струм через людину :

$$I_{\text{дот}} = U_{\text{ф}} \cdot \frac{R_{\text{зам}} + R_0 \cdot \sqrt{3}}{R_{\text{зам}} \cdot R_0 + R_{\text{л}}(R_{\text{зам}} + R_0)} ;$$

$$I_{\text{дот}} = 220 \cdot \frac{80 + 4,0 \cdot \sqrt{3}}{80 \cdot 4,0 + 700(80 + 4,0)} = 0,323 \text{ А}$$

Знаходимо інші значення $U_{\text{дот}}$ та $I_{\text{дот}}$ підставляючи відповідні параметри $R_{\text{зам}}$. Отримані значення заносимо до таблиці 12.2

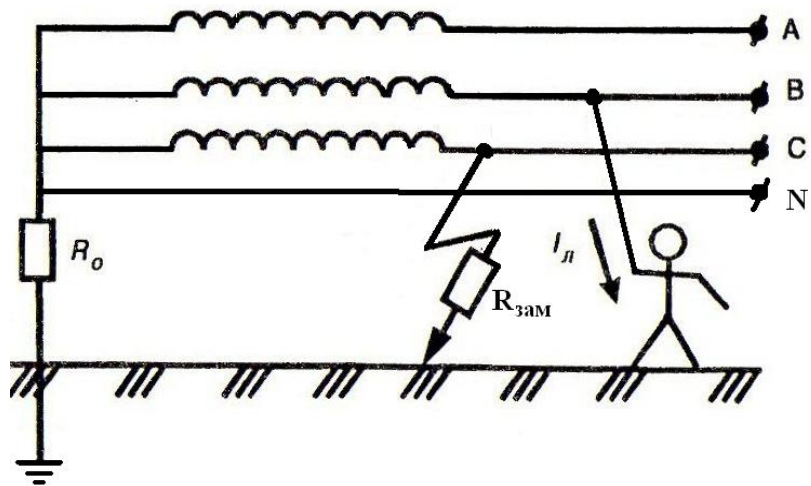


Рис. 12.4 Однофазний дотик до фази 4-провідної лінії
(аварійний режим).

Таблиця 12.2

U_{ϕ}	220, В			
$R_{\text{л}}$	700, Ом			
R_0	4,0 Ом			
$R_{\text{зам}}$	80	40	2	0,2
$U_{\text{дот}}$	226,437	233,428	326,745	373,281
$I_{\text{дот}}$	0,323	0,333	0,467	0,533

13. Методи використання відновлювальних джерел енергії

13.1 Економічні основи формування ринку відновлюваних джерел енергії

Питання організації та функціонування енергетичного ринку виступає ключовим з огляду на євроінтеграційний вектор розвитку України. Підписанням у січні 2020 р. «Зеленої угоди» ЄС підтвердив намір стати екологічно нейтральним. Суттєвий внесок у збереження та захист навколишнього середовища робить відновлювальна енергетика. Тому вивчення досвіду країн-членів ЄС, які займають провідні позиції у виробництві та використанні енергії з відновлюваних джерел енергії (ВДЕ), є актуальним питанням.

Відновлювальна енергетика (англ. renewable energy) – це галузь енергетики, метою якої є пошук, отримання та використання енергії з відновлюваних джерел енергії [21]. Відновлювані джерела енергії (ВДЕ) здатні поновлюватися самостійно [22]. Відбувається таке поновлення природним шляхом. До природних джерел енергії відносять: сонячну енергію, енергію води, вітру, органічну біомасу та ін. Тобто, суть полягає в тому, що відновлювальну енергію неможливо використати повністю в довгостроковій перспективі. Як приклад, можна порівняти нафту з енергією сонця. Нафта – це корисні копалини, які формуються під землею протягом багатьох століть, в той же час сонце – це космічне тіло, яке щосекунди випромінює колосальну кількість енергії, а в космічних масштабах зірка нашої сонячної системи вважається молодою, тож випромінювання енергії буде тривати ще багато мільйонів років. Тобто, нафта – сировина, яка в довгостроковій перспективі може закінчитись, а для її поновлення знадобиться час. Сонце – джерело

					ДП 2021 141		
		№ докум.	Підпис		13. Методи використання відновлювальних джерел енергії		
Розроб.	Колесник Є.Г.						
Перевір.	Чорний Ю.А.						
Реценз.							
Н. Контр.							
Затверд.	Балюта С.М.						
					Лім.	Лист	Листів
						100	30
					ННІТІ ім. акад. І.С.Гулого		
					ЗЕЛ-5-8ск		

енергії, яке неможливо вичерпати так, як нафту, або інші види традиційних джерел енергії (газ, вугілля).

Існує декілька видів відновлювальних джерел електроенергії: сонячна енергія; енергія вітру; води (гідроенергетика); геотермальна енергія; розсіяна теплова енергія та енергія біомаси [23]. Традиційно у наукових джерелах виділяють три види: енергія сонця; енергія землі та енергія, яку можна отримати за допомогою руху планети [24]. Для практичних цілей відновлювальні джерела енергії поділяють на дві групи:

1. Нетрадиційні відновлювані джерела енергії 1-ї групи (НВДЕ-1), до складу якої відносять енергію сонця, води, геотермальну, вітру тощо;
2. Нетрадиційні відновлювані джерела 2-ї групи (НВДЕ-2) поєднують енергію, отриману з біомаси, продуктів її переробки, побутових відходів тощо [25].

Тобто, існує значна кількість видів та підвидів відновлювальних джерел енергії. Слід зазначити, що відновлювана енергетика має і позитивні, і негативні риси. До негативних можна віднести те, що густина енергетичного потоку від ВДЕ є малою та неоднаковою для різних видів енергії. Наприклад, густина енергетичного потоку сонячної енергії складає $1,36 \cdot 10^{-3}$ МВт/м², геотермальної – $3 \cdot 10^{-8}$ МВт/м², густина вітрової енергії при швидкості вітру в 10 м/с складає $6 \cdot 10^{-4}$ МВт/м², в той час, коли цей же показник у АЕС складає 0,2 МВт/м². Тобто, існує дисбаланс та залежність від природи між можливостями генерувати енергію для життєдіяльності та постійно зростаючими потребами людства. Але з кожним кроком розвиток технологій виробництва, накопичення (збирання) відновлюваної енергії збільшує можливості споживання.

Ціна на ринку ВДЕ формується під впливом ринкових та неринкових факторів, залежить від попиту, пропозиції, витрат на виробництво, кон'юнктури ринку, тощо. Попит на товари визначає максимальну ціну, яку

можуть встановити фірми. Валові виробничі витрати визначають їх мінімальне значення. Діяльність конкурентів і ціна їх продукції істотно впливають на ціну.

Державне регулювання ціноутворення передбачає прямі та непрямі методи впливу. Прямі (адміністративні) методи - встановлення певного порядку ціноутворення; непрямі (економічні) – орієнтовані на зміну ринкових умов, створення певної позиції в області фінансів, валютних та податкових операцій, оплати праці.

Цінова політика держави – це діяльність центральних і місцевих органів виконавчої влади, спрямована на досягнення трьох основних цілей: послідовного проведення цінової лібералізації, державного регулювання цін (тарифів) на окремі види товарів (послуг), здійснення контролю за їх дотриманням. Державне регулювання ринку – сукупність методів, способів, засобів впливу держави на економіку для забезпечення нормальних умов роботи ринкового механізму та підтримки тих сфер економіки, де ринкові механізми недосконалі. Державне втручання у функціонування ринкової економіки реалізується через державне регулювання економіки.

Державне регулювання економіки – це вплив держави на діяльність господарюючих суб'єктів і ринкову кон'юнктуру з метою забезпечення нормальних умов функціонування ринкового механізму. Воно реалізується шляхом проведення економічної політики. Економічна політика система заходів, сукупність дій з управління економікою, що включає певний набір елементів, основними з яких є: антициклічна політика, галузева політика; грошово-кредитна політика, соціальна політика, задоволення попиту на послуги і товари колективного користування, боротьба з безробіттям, тощо [26].

Загальна функція держави в процесі регулювання економіки полягає в тому, що держава намагається забезпечити всі можливі умови для пом'якшення впливу на економіку механізмів циклічного розвитку. Для цього вводиться антициклічна політика, яка включає в себе законодавчі акти, адміністративні

заходи дії на попит та пропозицію, для виведення економіки з кризового стану, а також підтримання економічного буму.

Зелена економіка – концепція, яка базується на тому, що економіка має пряму залежність від природного середовища, в межах якого вона існує та є невід'ємною його частиною. Теорія зеленої економіки базується на 3 аксіомах:

1. Неможливо нескінченно розширювати сферу впливу в обмеженому просторі;
2. Неможливо вимагати задоволення постійно зростаючих потреб в умовах обмеженості ресурсів;
3. Все на поверхні Землі є взаємопов'язаним [27].

Зелене зростання – це стимулювання економічного зростання при збереженні природних активів. Необхідність зеленого зростання полягає в тому, що з плином часу знищується природний капітал. Якщо цю тенденцію не вдасться побороти, то це призведе до таких негативних наслідків як: нестача питної води та інших ресурсів, забруднення, зміна клімату та зникнення різних видів тварин та організмів. Концепція «Зеленого зростання» ґрунтується на чотирьох принципах: принципі екоефективності; ресурсозбереження; єдності; міжсекторального об'єднання. Вказані принципи інтегруються в процес стратегічного планування розвитку національних економік за допомогою наступних механізмів:

- реформування системи бюджетних відносин за допомогою введення екологічних податків;
- впровадження моделей сталого виробництва та споживання;
- розвитку «зеленого бізнесу»;
- формування стійкої інфраструктури.

Зелене зростання може відкрити нові джерела зростання за рахунок зростання продуктивності, поширення інновацій, формування нових ринків та зростання зайнятості, довіри, стабільності.

13.2. Сонячна енергетика. Можливість використання сонячної енергії

Відомо два напрямки використання сонячної енергії. Найбільш реальним є перетворення сонячної енергії в теплову і використання в нагрівальних системах [28]. Другий напрямок - системи непрямого і прямого перетворення в електричну енергію. Схема представлена на рис. 12.1.

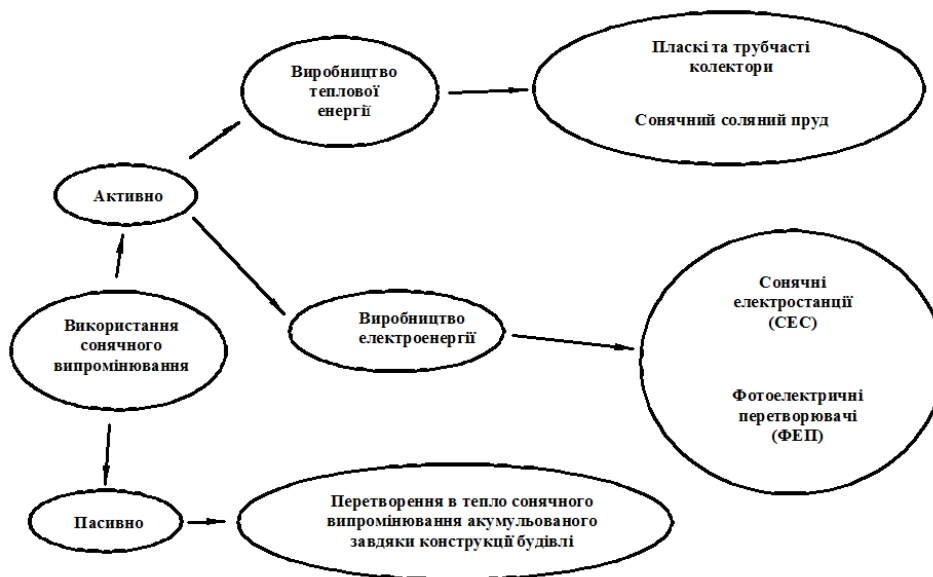


Рис. 13.1. Схема використання сонячної енергії

13.2.1 Акумулятори сонячної енергії. Сонячні ставки.

На рис. 12.2 представлені графіки, що ілюструють необхідність використання добових і річних акумуляторів сонячної енергії. Це викликано невідповідністю в часі і за кількісними показниками надходження сонячної радіації і теплоспоживання.

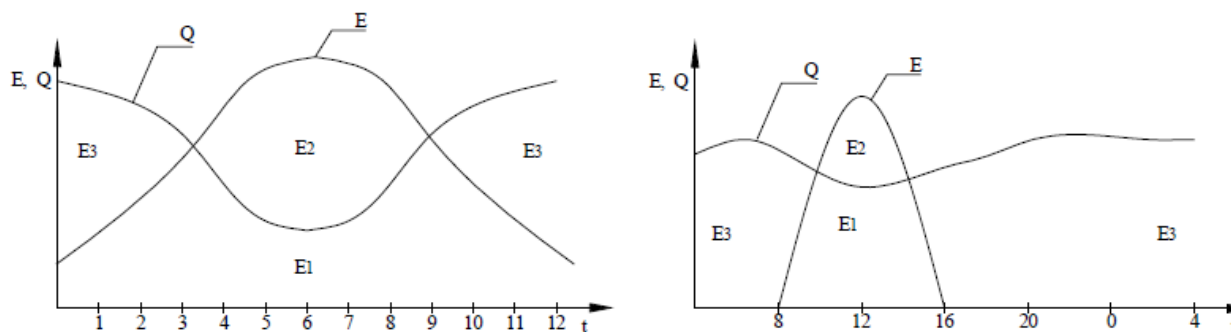


Рис.12.2. Використання добових і річних акумуляторів

Е - сонячна енергія; Q - теплове навантаження; E_1 - покриття теплового навантаження за рахунок сонячної енергії; E_2 - надлишок сонячної енергії, що накопичується в акумуляторі теплоти; E_3 - покриття теплової енергії за рахунок акумулювання сонячної енергії.

Таким чином річне і добове споживання сонячної енергії змінюється і є змінною величиною. Для підвищення надійності системи сонячного теплопостачання застосовуються акумулятори. У рідинних системах використовуються баки -акумулятор, в яких за рахунок теплоємності рідини енергія акумулюється і використовується в міру необхідності. Акумулятори поділяються на коротко- і довгострокові. У повітряних системах теплопостачання застосовують резервуари, наповнені галькою, гравієм, гранітом, або іншими твердими матеріалами. Такі акумулятори використовуються для короткострокового накопичення енергії від 6 -12 год. До кількох діб. Для довгострокового сезонного акумулювання енергії використовуються накопичувачі тепла в ґрунті, воді. Добру теплоакумулюючу здатність має глина. Як сезонних акумуляторів тепла можуть використовуватися: підземні водойми, ґрунт, скельна порода і таке інше. Застосовуються сталеві, залізобетонні резервуари об'ємом до 1000 м³, в них гаряча вода може зберігатися при температурі 80 -95 °С до 8 ГДж теплоти (теплоємність води - 4,19 кДж / (кг*°С)).

Сонячні електростанції (СЕС) повинні мати пристрої акумулювання енергії, акумулювання може бути короткочасним на 1 -2 г. В період хмарності, для запобігання коливання теплового навантаження СЕС і згладжування різких змін вихідної потужності. Одночасно треба акумулювати енергію і на темний час доби і на теплові навантаження, може бути сезонне акумулювання для забезпечення енергією споживачів в період тривалого і несприятливого сезону за рахунок запасеної енергії.

Низькотемпературні, зокрема водяні, широко застосовуються в геліоенергетики для опалення та гарячого водопостачання. Тут крім

теплоємності матеріалів використовується оборотні реакції гідратції (приєднання води до різних речовин) і сальватації (взаємодія між частинками - іонами, молекулами - розчиненої речовини і частинками розчинника). При цих реакціях виділяється тепло. Як теплоакумулюючі речовини використовуються парафіни і емульсії, що складаються з парафіну і води. Прихована теплота плавлення парафіну 44 кал / г, температура плавлення 35 - 40 °С. У Швеції використовується виділення тепла при гидрації сульфиду натрію.

Середньотемпературні акумулятори. В якості теплоносія тут використовуються солі і їх евтектики (суміші твердих речовин, одночасно викристалізуються з розплаву при температурі нижчій, ніж температура окремих складових), характеризуються температурою плавлення в кілька сотень градусів і великою величиною прихованої теплоти фазового переходу.

Високотемпературне акумулювання реалізується за допомогою екзоендотермічних реакцій, тобто тепловіддаючих і теплопоглинальних. При цьому реакції діляться на дві групи: реакції каталітичного розкладання (з каталізатором), продукти яких можна не розділяти і зберігати разом і реакції протікають без каталізаторів, продукти яких повинні бути розділені при температурі сонячного приймача, щоб запобігти зворотну реакцію.

Виходячи зі сказаного, теплові акумулятори можна розділити на наступні типи:

Ємнісні акумулятори, тут використовується теплоємність нагрівається (охолоджується) акумулює матеріалу (камінь, щебінь, галька, вода і ін.);

Акумулятори фазового переходу речовини, тут використовується теплота плавлення (затвердіння);

Акумулятори енергії, що використовують виділення і поглинання теплоти при оборотних хімічних і фотохімічних реакціях.

Сонячний ставок використовується як сезонний акумулятор енергії. Його мета - вловлювати і накопичувати сонячну енергію. На рис. 12.3 . представлена схема сонячного ставка. Він являє собою неглибокий (1 - 4 м) басейн, з

пофарбованим в чорний колір дном, який наповнений крутим розсолом, концентрація якого зменшується від дна до поверхні, де може бути чиста вода. На 1 м² площі ставка треба 500 - 1000 кг кухонної солі або хлориду магнію. Енергія сонячної радіації в сонячному ставку, припадаючи через масу води поглинається дном і нагріває прилеглі шари.

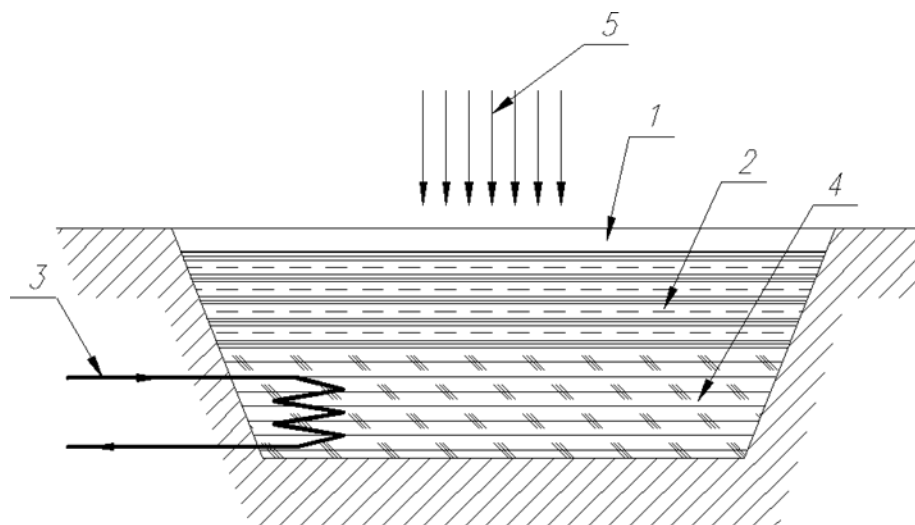


Рис. 13.3. Сонячний пруд. 1 - плівка прісної води (10 - 20 см); 2 - ізолюючий шар (2/3 глибини); 3 - теплообмінник; 4 - шар гарячого розчину; 5 - сонячна радіація.

13.2.2. Сонячні колектори

Ефективність плоских колекторів залежить, перш за все, від різниці температур абсорбера (або передавальної тепло рідини) і навколишнього повітря. Чим вище потрібна температура (наприклад, 55 °С для приготування технічної води. Згідно з правилами гігієни бажано бодай один раз в тиждень підігрівати вміст накопичувача до 72 °С, оскільки при експлуатації при низьких температурах і низькому споживанні води там можуть розмножитися шкідливі організми.), тим нижче буде його ефективність. У вакуумних колекторах, де абсорбер повністю ізолюваний вакуумом, ефективність зменшується незначно, тому вони задовільно працюють і в морозні дні. Навпаки, ефективність простих

пласких колекторів падає разом зі зростаючою різницею температур досить швидко.

Базовим конструктивним елементом сонячного колектора є абсорбер, наприклад, плоска поглинаюча панель з трубками для відводу теплоакumuлюючого робочого тіла. Приміщенням абсорбера під скляну панель створюється сонячний колектор, який використовує «парниковий ефект». Залежно від виду робочого тіла колектори поділяються на рідкі та повітряні, або ж комбіновані.

Сонячні абсорбери перетворюють сонячне випромінювання в теплову енергію. Ця енергія за допомогою робочого тіла подається до місця використання або акумулюється.

За формою колектори діляться на плоскі і трубчасті (оснащені абсорбером, запаяним в вакуумну трубку). Вакуум знижує втрати тепла і підвищує ефективність при отриманні більш високих температур на виході.

Високоякісні колектори оснащені абсорбером, оснащеним спектрально - селекційним шаром (особливий чорний колір або гальванічне покриття), вони мають більш високу ефективність і можуть перетворювати і розсіяне сонячне випромінювання. Скління також робиться за допомогою спеціального скла, що має низьку поглинальну здатність сонячного випромінювання і підвищену механічну міцність.

Найкраще сонячна система працює, коли вона спроектована з урахуванням реальних місцевих умов (проведення розрахунків, розміщення колекторів і спосіб використання), на підставі наступних вихідних даних:

- кількості сонячного годин і інтенсивності сонячного випромінювання, що змінюється в залежності від забруднення атмосфери (місто, сільська місцевість, гори);
- річні коливання зовнішніх температур, вітру або інших ускладнюючих метеорологічних явищ, перш за все, обмерзання, оскільки воно обумовлює теплові втрати колектора;

- становище - ідеальне положення на південь (або з невеликим відхиленням 45^0); південно-західне положення є кращим, оскільки максимальна продуктивність системи настає, як правило, близько 14 годин, коли в зв'язку з максимальною денною температурою повітря втрати мінімальні; автоматичний поворот колектора за рухом сонця не економічний;

- нахил сонячних колекторів для цілорічної експлуатації в середній смузі може становити від 30 до 60^0 щодо горизонту, в літні місяці більш вигідний кут 30^0 , а в зимові - 60^0 ;

- затінення колекторів небажано, короткочасне затінення допускається в ранкові години;

- теплоспоживання протягом року в ідеалі повинно повторювати зміни сонячного випромінювання.

Колектори з природною циркуляцією робочого тіла використовують в дуже простих мініатюрних системах, призначених, перш за все, для сезонного обігріву. Течія робочої рідини в системі відбувається завдяки різниці щільності охолодженої і нагрітої теплоакumuлюючої рідини. Накопичувач необхідно помістити вище колектора. Недоліком тут є низька керованість.

Більшість сучасних колекторів спроектовано на примусову циркуляцію рідини. Перевагою тут є точне регулювання проходження робочого тіла через колектор, що забезпечує більшу ефективність передачі тепла. Зменшення потоку рідини з-за гідравлічних втрат можна компенсувати зміною частоти обертання робочого органу насоса. Недоліком є більш високі витрати на експлуатацію, велика складність системи, більш низька надійність, ризик відключення насоса, залежність від зовнішнього джерела електроенергії.

13.2.3. Паротурбінні баштові СЕС

У 70-ті роки ХХ століття були побудовані перші двигуни СЕС пристрій яких схематично показано на рис. 12.4.

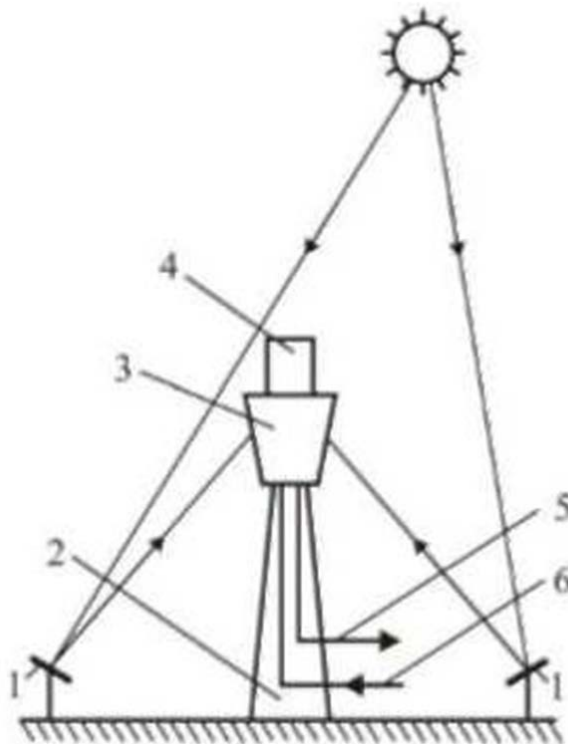


Рис. 13.4. Схема СЕС

1 - геліостати; 2 - вежа; 3 - сонячний котел; 4 - теплоаккумулятор; 5 - трубопровід гострої пари; 6 - трубопровід живильної води

На башті 2 встановлений котел 3, на якому фокусується сонячне випромінювання, збиране з декількох гектарів земної поверхні дзеркалами - геліостатами. Геліостати 1 відстежують рух Сонця по небосхилу. Дзеркала кожного геліостат площею в кілька квадратних метрів направляють сонячні промені на стінки теплообмінника котлоагрегату, в якому виробляється пар з температурою до 510 С. З паропроводу 5 пар направляється в машинний зал, де електроенергія виробляється в традиційному паротурбінному циклі. Установка має накопичувач теплоти 4 - ємність об'ємом в кілька тис. М³, заповнену щебенем, який нагрівається «гострою» парою в години максимуму інтенсивності сонячного випромінювання і віддає теплоту після заходу Сонця.

13.2.4. Сонячні станції з парболо - циліндричними концентраторами

Зм.	Лист	№ докум.	Підпис	Дата

ДП 2021 141

Лист

110

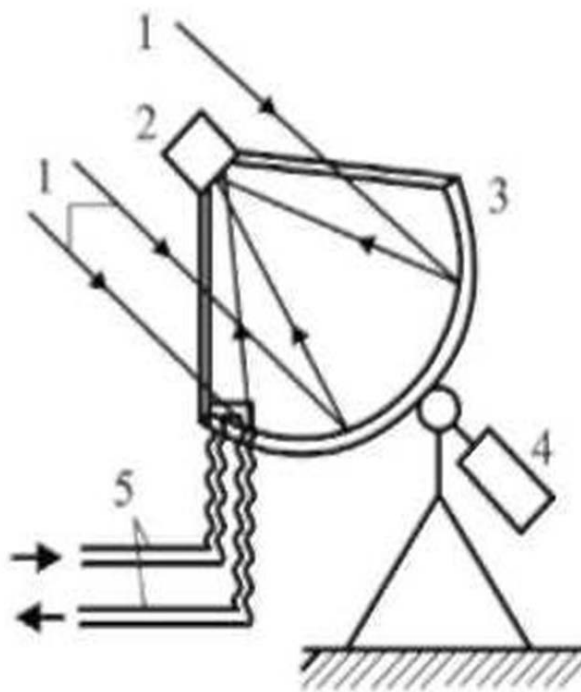


Рис. 13.5. Конструкція концентруючого геліопрімніка - параболічного концентратора

1 - сонячні промені; 2 - теплосприймаючий елемент; 3 - дзеркало; 4 - механізм приводу системи стеження; 5 - трубопроводи, що підводять і відводять теплоносій.

Концентруючі геліоприймачі представляють собою сферичні або параболічні дзеркала, параболо - циліндри виконані з полірованого металу, в фокус яких поміщають теплосприймаючий елемент (сонячний котел), через який циркулює теплоносій. В якості теплоносія використовують воду або незамерзаючі рідини. При використанні в якості теплоносія води і в холодний період систему обов'язково спорожнюють для запобігання її замерзання.

Для забезпечення високої ефективності процесу уловлювання і перетворення сонячної радіації концентруючий геліоприймач повинен бути постійно спрямований строго на Сонце. З цією метою геліоприймача постачають системою стеження, що включає датчик напрямку на Сонце,

електронний блок перетворення сигналів, електродвигун з редуктором для повороту конструкції геліоприймача в двох площинах.

Вартість одного кіловата встановленої потужності знижена в порівнянні з баштової СЕС в 4 рази, собівартість кіловат-годину виробленої енергії наблизилася до характерної для вугільних станцій.

13.3. Вітрова енергетика

13.3.1. Походження вітру, вітрові зони

Основною причиною виникнення вітру є нерівномірне нагрівання сонцем земної поверхні. Земна поверхня неоднорідна: суша, океани, гори, ліси обумовлюють різне нагрівання поверхні під одною широтою. Обертання Землі також викликає відхилення повітряних течій.

На екваторі у земної поверхні лежить зона затишшя зі слабкими змінними вітрами. На північ і на південь від зони затишшя розташовані зони пасатів, які внаслідок обертання Землі із заходу на схід мають відхилення на захід. Таким чином, в північній півкулі постійні вітри приходять з північного - востока, в південному - з південного -востока, як показано на схемі рис 12.6.

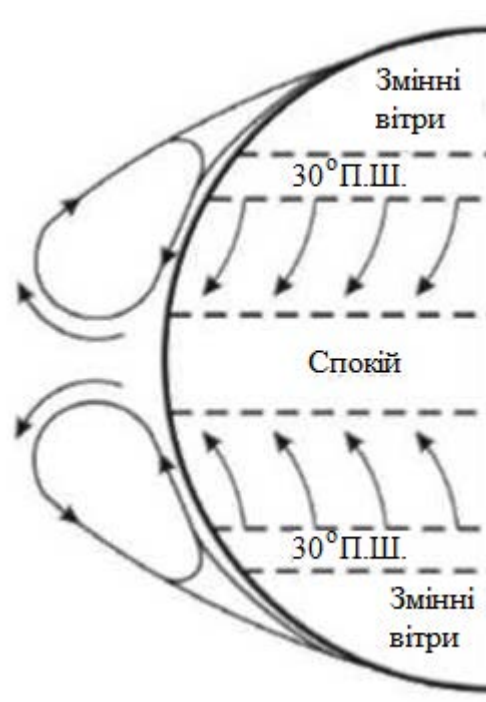


Рис. 13.6. Схема загальної циркуляції земної атмосфери

Зм.	Лист	№ докум.	Підпис	Дата

ДП 2021 141

Лист
112

Пассати тягнуться приблизно до 30-північній і південній широт і відрізняються рівномірністю повітряних течій у напрямку і швидкості. Середня швидкість південно-східних пасатів північної півкулі у поверхні землі досягає 6 ... 8 м / с. Ці вітри поблизу великих континентів порушуються сильними річним коливаннями температури і тиску над материками. Висота шару пасатів простягається від 1 до 4 км.

У субтропічних широтах в поясах високого тиску зони пасатів змінюються безвітряними областями. У цих широтах, крім того, в атмосфері безперервно виникають і згасають вихрові рухи, що ускладнюють просту схему загальної циркуляції атмосфери, показану на рис. 12.6.

Місцеві вітри. Особливі місцеві умови рельєфу земної поверхні (моря, гори і т. П.) Викликають місцеві вітри.

Брізи. Внаслідок зміни температур вдень і вночі виникають берегові морські вітри, які називаються бризом.

Вдень при сонячній погоді суша нагрівається сильніше, ніж поверхня моря, тому нагріте повітря стає менш щільним і піднімається вгору. Разом з цим більш холодне морське повітря спрямовується на сушу, утворюючи морської береговий вітер. Повітря що піднімається над сушею тече в верхньому шарі в сторону моря і на деякій відстані від берега опускається вниз.

Таким чином, виникає циркуляція повітря з напрямком вниз - на берег моря, угорі - від суші до моря. Вночі над сушею повітря охолоджується сильніше, ніж над морем, тому напрямок циркуляції змінюється: вниз повітря тече на море, а вгорі - з моря на сушу. Зона поширення бризу близько 40 км в сторону моря і 40 км - в сторону суші. Висота поширення бризів в наших широтах досягає від 200 до 300 м.

Мусони. Річні зміни температури в берегових районах великих морів і океанів також викликають циркуляцію, аналогічну бризам, але з річним періодом. Ця циркуляція, більшого розміру, ніж бризи, називається мусонами.

Сильні мусони можна спостерігати на південному узбережжі Азії в Індійському океані і Аравійському морі, де влітку вони мають південно-західній напрямок, а взимку - північно -східне.

Різні зони країни мають вітрові режими, що сильно відрізняються один від іншого. Значення середньорічної швидкості вітру в даному районі дає все ж можливість приблизно судити про доцільність використання вітродвигуна і про ефективність агрегату.

Середньорічна швидкість фонового вітру в Україні коливається від 3 до 4 м / с на висоті 10 - 12 метрів. Тому існує необхідність ретельного техніко - економічного обґрунтування будівництва вітроустановок в кожному окремому випадку.

13.3.2. Запаси енергії вітру і можливості її використання

Енергія вітру - це перетворена енергія сонячного випромінювання, і поки світить Сонце будуть дути і вітри. Таким чином, вітер - це теж поновлюване джерело енергії.

Вітроенергетика з її сучасним технічним оснащенням є цілком сформованим напрямком енергетики. Вітроенергетичні установки потужністю від декількох кіловат до мегават виробляються в Європі, США та інших частинах світу. Велика частина цих установок використовується для виробництва електроенергії як в єдиній енергосистемі, так і в автономних режимах.

Максимальна проектна потужність вітроенергетичної установки (ВЕУ) визначається для деякої стандартної швидкості вітру. Зазвичай ця швидкість дорівнює приблизно 12 м / с. При цьому знімається з 1 м² захопленої площі потужність порядку 300 Вт.

У районах з сприятливими вітровими умовами середньорічне виробництво електроенергії становить 25 ... 33 % Його максимального проектного значення. Термін служби вітрогенераторів зазвичай не менше 15 ...

20 років, а їх вартість коливається від 1000 до 1500 дол. США за 1 кВт проектної потужності.

Енергія вітру в механічних установках, наприклад на млинах і в водяних насосах, використовується вже кілька століть. З 1930 р до середини 50-х років інтенсивно розроблялися різні конструкції ВЕУ, але в той час такі установки не знаходили широкого застосування з-за доступності дешевої нафти. Після різкого стрибка цін на нафту в 1973 р інтерес до таких установок спалахнув знову.

Одне з основних умов при проектуванні вітрових установок - забезпечення їх захисту від руйнування дуже сильними поривами вітру. Вітрові навантаження пропорційні квадрату швидкості вітру, а раз в 50 років бувають вітри зі швидкістю, що в 5 ... 10 разів перевищує середню, тому установки доводиться проектувати з великим запасом міцності. Крім того, швидкість вітру дуже коливається в часі, що може привести до втомного руйнування, а для лопатей до того ж істотні змінні гравітаційні навантаження.

Швидкість вітрів збільшується з висотою, а їх горизонтальна складова значно більше вертикальної. Остання обставина є основною причиною виникнення різких поривів вітру і деяких інших дрібномасштабних явищ.

13.3.3. Класифікація вітроустановок. Порівняння ефективності різних вітродвигунів

Вітроустановки - це перетворювачі частоти кінетичекої енергії вітру в електричну або механічну, зручну для практичного використання. Енергія механічного типу використовується переважно в сільській місцевості для підйому води. Електрична енергія виробляється для промислових і побутових потреб.

Класифікація вітрогенераторів по осі обертання.

Щодо розташування осі обертання свого ротора - вітрогенератори бувають з горизонтальною і вертикальною віссю обертання.

- Найбільш популярні в світі вітрогенератори з горизонтальною віссю обертання ротора, коли ця вісь розташовується паралельно земної поверхні.
- Лопати турбіни вітрогенератора з вертикальною віссю обертання, крутяться в площині, перпендикулярній, площини земної поверхні

Класифікація вітрогенераторів за кількістю лопатей.

Вітрогенератори за кількістю лопатей бувають дволопатевиими, трилопатевиими і багатолопатеви, де число лопатей турбіни складає близько 50 штук, і більш.

Вітроустановки багатолопатеви використовують там, де є потреба у наявності великої кількості оборотів у її турбіни, наприклад, для приводу насоса з перекачування води та ін. З метою вироблення електроенергії, подібні вітроустановки, фактично не використовуються.

Класифікація за вживаним матеріалом виготовлення лопатей. Тут виділяються такі класи вітрогенераторів:

- Вітрильні генератори або «вітрильники».
- Генераторні установки з жорсткими лопатями.

Класифікація вітроустановок по кроку гвинта.

Щодо цього показника, то все вітрогенераторні установки мають фіксований і змінюваний крок гвинта.

Типи вітродвигунів

Типи крильчасті вітродвигунів відрізняються тільки кількістю лопаток. Крильчатий вітродвигун складається з наступних основних елементів: вітроколеса, головки, хвоста і вежі. Для крильчасті вітродвигунів, найбільша ефективність яких досягається при дії потоку повітря перпендикулярно до площини обертання лопатей -крил, потрібно пристрій автоматичного повороту осі обертання. З цією метою застосовують кри - стабілізатор. Карусельні вітродвигуни володіють тією перевагою, що можуть працювати при будь-якому напрямку вітру, не змінюючи свого положення.

Карусельний лопатевий вітродвигун найбільш простий в експлуатації. Його конструкція забезпечує максимальний момент при запуску вітродвигуна і автоматичне саморегулювання максимальної швидкості обігу в процесі роботи. Ще більш важливою перевагою карусельної конструкції постійна його здатність без додаткових хитрощів стежити за тим, звідки дме вітер.

У ортогональних установках використовується один і той же профіль крила, що і в дозвуковому літаку. Літак, перш ніж спертися на підйомну силу крила, повинен розбігтися. Та ж проблема виникає і у випадку з ортогональною установкою. Спочатку до неї потрібно підвести енергію - розкрутити і привести до певних аеродинамічних параметрів, а вже потім вона сама перейде з режиму двигуна в режим генератора.

- вітродвигуни з горизонтальною віссю обертання (крильчасті) (2 ... 5);
- вітродвигуни з вертикальною віссю обертання (карусельні: лопатеві (1) і ортогональні (6)).

Типи крильчасті вітродвигунів відрізняються тільки кількістю лопатей.

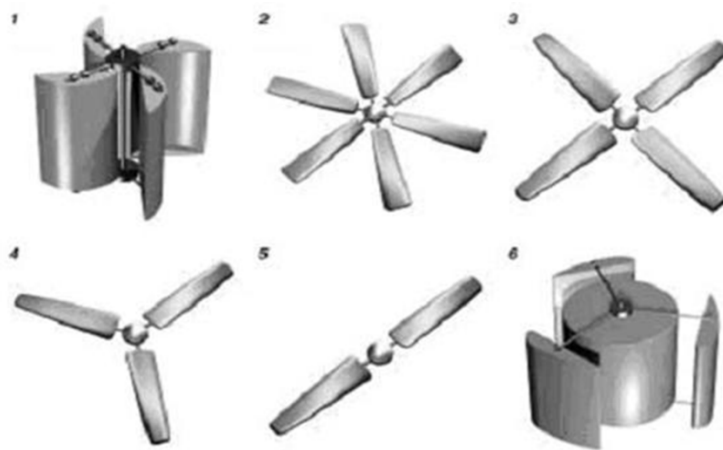


Рис.13.7. Типи вітродвигунів

13.3.4. Основні вузли і системи ветроустановок. Їх призначення і пристрій

Основні елементи автономної вітроенергетичної установки: вітроколесо, генератор, щогла, регулятор, контролер, інвертор і акумуляторна батарея (рис. 12.8).

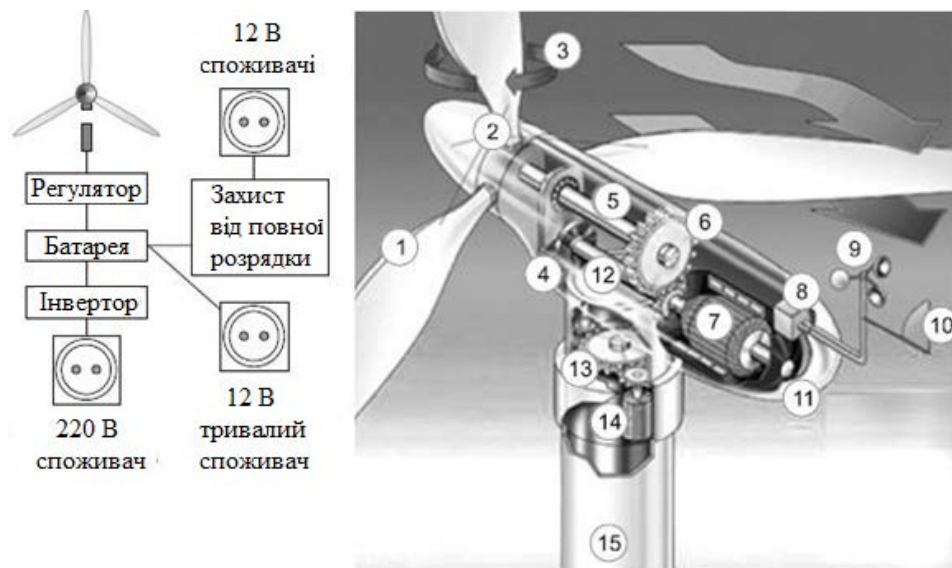


Рис 13.8. Структура автономної вітроенергетичної установки і пристрій вітрогенератора: 1 - лопаті турбіни; 2 - ротор; 3 – напрям обертання лопатей; 4 - демпфер; 5 - провідна вісь; 6 - механізм обертання лопатей; 7- електрогенератор; 8 - контролер обертання; 9 - анемоскоп і датчик вітру; 10 – хвостовик анемоскопа; 11 - гондола; 12 - вісь електрогенератора; 13 - механізм обертання турбіни; 14 - двигун обертання; 15 – щогла.

У класичних вітрових установок ветроколесо має три лопаті, закріплені на роторі. Обертаючись, ротор генератора створює трифазний змінний струм, який передається на контролер, далі перетворюється в постійну напругу і подається на акумуляторну батарею.

У пристрої автономної енергетичної установки ротор, щогла і генератор - основні елементи, але далеко не єдині. Один з важливих компонентів - електричний регулятор, який перериває струм, потіщо іде на батарею, якщо вона повністю заряджена. Без регулятора відбудеться закипання електроліту. У більш складні схеми вітроенергетичних установок входить контролер,

керуючий багатьма процесами вітроустановки (поворотом лопатей, зарядом акумуляторів, захисними функціями і інше). Він перетворює змінний струм, який виробляється генератором, в постійний для заряду акумуляторних батарей.

Накопичувачем струму служить як мінімум одна батарея. Для таких установок потрібні спеціальні батареї (автомобільні не підходять), які акумулюють найменші струми і тому надійні в плані інерційної і глибокої зарядки (12 В / 125 А-г).

Зазвичай від батарей можуть житися тільки 12 - або 24 - вольтові споживачі. Але при підключенні інвертора (перетворювача струму) можна включати прилади на 220 В.

При повному штилі струм, природно, не виробляється, а якщо підключені користувачі тривалої дії (на 12 або 24 В), батареї швидко розрядяться. Якщо батареї часто піддаються повної розрядки, то термін їх експлуатації значно скорочується. Засіб профілактики - додатковий захисний пристрій, що перешкоджає повної розрядки акумуляторів.

Конструкція вітряних генераторів передбачає захист від ураганних вітрів. Висока щогла повинна бути надійно закріплена на міцних розтяжках (тросами). Всі струмопровідні частини ретельно ізолюють.

Деякі недоліки вітрогенераторів

Незважаючи на відомі переваги, у вітрогенераторів є і недоліки, з якими доводиться рахуватися.

- Недостатня потужність середніх, "побутових" вітряків для опалення приміщень в холодні сезони. Для вирішення проблеми можна встановити кілька вітрогенераторів або один дуже потужний, що дорого і нерационально з точки зору використання площ.

- Для установки вітрогенератора потрібно багато місця. Встановлювати його рекомендується не ближче ніж за 20 м від будови, в іншому випадку

електромагнітні поля, що виникають при роботі генератора, можуть стати джерелом перешкод при роботі електронної техніки.

- Висока ціна. Термін окупності може розтягтися на 3-5 років. Правда, сьогодні це не дуже бентежить.

Схема роботи вітрогенераторних систем зі споживачем представлені нижче.

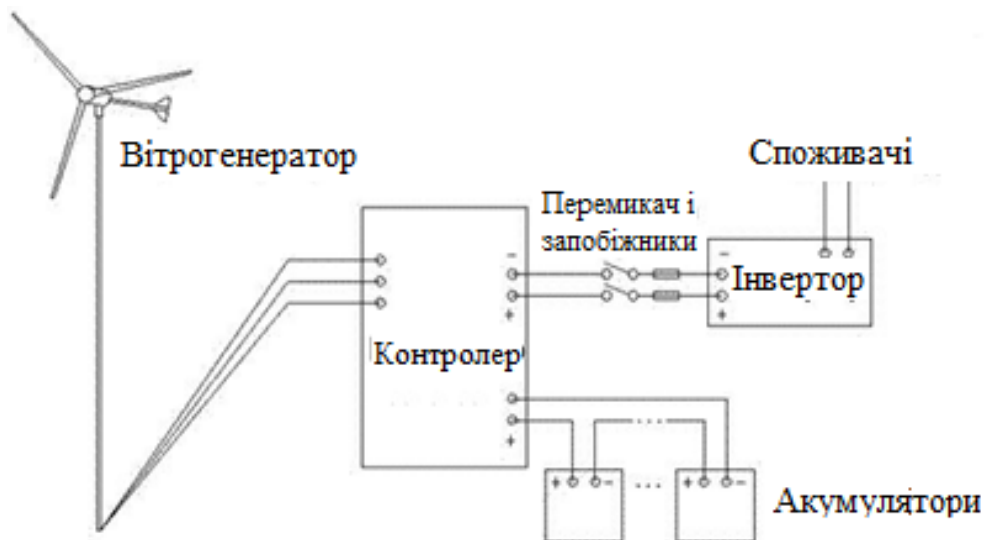


Рис.13.9. Схема роботи вітрогенератора

Вітрогенератор (з акумуляторами) і комутацією з мережею. АВР дозволяє перемкнути живлення об'єкту за відсутності вітру і повному розряді акумуляторів на електромережу. Ця ж схема може використовуватися і навпаки - вітрогенератор, як резервне джерело живлення. В цьому випадку АВР перемикає нас на акумуляторні батареї вітрогенератора при втраті живлення від електромережі.

13.4. Вибір розрахункової швидкості вітру і економічна оцінка роботи ВЕУ

Для оцінки перспективності використання енергії вітру розглянемо техніко-економічні показники: вироблення електроенергії при мінливій за випадковим законом протягом року швидкості вітру і термін окупності [29].

Розрахункова швидкість вітру визначає габарити генератора і всієї вітроенергетичної установки і витрата активних матеріалів на її виготовлення, а також річний виробіток електроенергії. Прийнята розрахункова швидкість повинна забезпечити оптимальні розміри установки, а саме, мінімум маси матеріалів на 1 кВт.г виробленої електроенергії. Вибір розрахункової швидкості вітру для проектування ВЕУ є інтуїтивним і не завжди обґрунтованим. У той же час кожній величині середньорічної швидкості вітру відповідає розрахункова величина, що забезпечує мінімум маси і вартості вітроенергетичної установки, а також максимальне значення коефіцієнта використання номінальної потужності.

Термін окупності вітроенергетичної установки з урахуванням експлуатаційних витрат може бути визначений як

$$T = \frac{C_K}{(1 - Z) \cdot C_A \cdot K_i \cdot 8760}$$

де: C_K - капітальні питомі витрати, дол. / кВт, приймаються рівними 900 ... 1300 дол. / кВт встановленої потужності. Вони, складаються з вартості обладнання 75% і витрат на створення інфраструктури (вартість фундаменту 5 ... 7%, вартість електричної лінії та трансформаторної підстанції 5 ... 8%, транспортування і монтаж обладнання 6 ... 8% та інші витрати), C_A — тариф на електроенергію в Україні і за кордоном встановлено як стимулюючий для виробників екологічно чистої енергії. Підвищення тарифу фінансується державою і обґрунтовано економічними та екологічними особливостями вітроенергетики:

- зменшення викидів вуглекислого газу, оксидів сірки і фосфору та ін;
- основним виробленням електроенергії вітроенергетичними установками в години денного максимуму навантажень в енергосистемі.

У країнах Заходу власники вітроенергетичної техніки звільнені від сплати податків. ВЕУ 85% часу працюють при пікових режимах енергосистеми, коли тариф на споживання електроенергії від мереж становить максимум.

Z - річні експлуатаційні витрати; вони приймаються на основі наявних експлуатаційних даних в межах 20% або 0,2 відносних одиниць і включають:

- витрати на технічне обслуговування і поточний ремонт, 10% від вартості ВЕУ поділені на термін експлуатації в 25 років;
- відрахування за експлуатацію електромереж, 6% від річного доходу продажів електроенергії;
- державні відрахування (податки), 10 ... 15% від річного доходу продажів електроенергії.

K_i - коефіцієнт використання номінальної потужності установки. Величина коефіцієнта K_i не однозначна. Вона залежить від середньорічної швидкості вітру на майданчику під ВЕУ, від висоти опори ВЕУ, від розрахункової швидкості вітру, прийнятої при проектуванні ВЕУ і визначальною номінальний режим роботи електрогенератора впроваджуваної установки.

Середньорічна швидкість вітру V_{CP} на висоті установки вітродвигуна h визначається за відомою формулою, в яку входять стандартна швидкість вітру V_{10} , виміряна на висоті 10 м від поверхні землі, і параметр b , значення якого для відкритої місцевості $b = 0,14$. Величина b змінюється в залежності від закритості місцевості, часу доби, пори року

$$V_{CP} = V_{10} \left(\frac{h}{10} \right)^b$$

На підставі наведених співвідношень за заданим значенням середньорічний і розрахункової швидкостей вітру, тарифу на електроенергію, капітальних питомих витрат на ВЕУ, номінальної потужності ВЕС, експлуатаційних витрат, вийшли наступні результати показані на рс. 2.10.

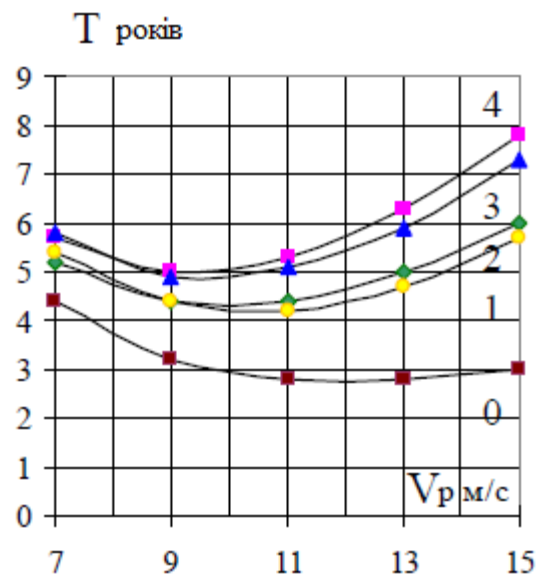
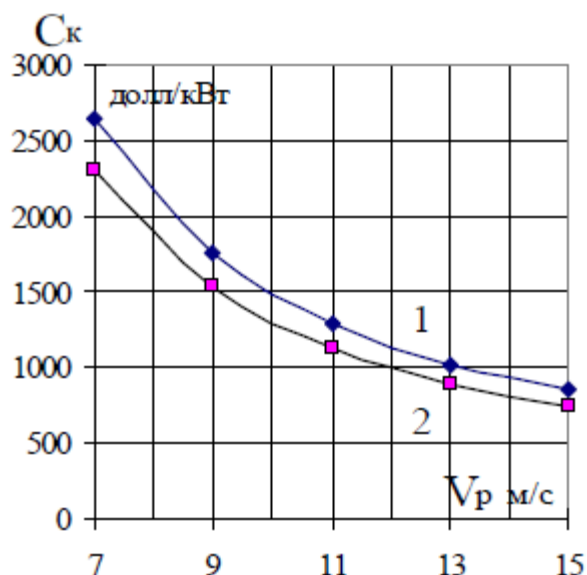


Рис. 13.10. Залежності (а) капітальних питомих витрат C_k від розрахункової швидкості V_p вітру і (б) терміну окупності T від розрахункової швидкості вітру V_p при тарифі на електроенергію 0,095 дол. / кВт.г.

На підставі виконаних розрахунків так само встановлено, що:

- капітальні витрати на БЕУ зростають зі збільшенням висоти установки і зменшенням розрахункової швидкості вітру агрегату;

- при певній середньорічній швидкості вітру для даної місцевості існує оптимальне значення розрахункової швидкості вітру, при якому термін окупності БЕУ має мінімальне значення;

- оптимальні значення розрахункової швидкості вітру незалежно від висоти установки, складають:

при середньорічній швидкості 8 м/с - 12 ... 14 м/с, при середньорічній швидкості 6 м/с - 10 ... 11 м/с, при середньорічній швидкості 5,5 м/с - 9 ... 10 м/с;

- мінімальна середньорічна швидкість вітру, при якій впровадження вітроенергетичних установок економічно доцільно при тарифі на електроенергію 0,095 дол. / кВт.год і вартості обладнання 1100 ... 1300 дол. / кВт - 4,8 м/с;

- доцільно впровадження ВЕУ з висотою установки не менше 70 м і розрахунковою швидкістю вітру не більше 11 м/с;

- при висоті установки 70 ... 110м коефіцієнт використання номінальної потужності дорівнює 0,32 ... 0,457, капітальні витрати - 1100 ... 1 300 дол/кВт і термін окупності менше 8 років. Варіант з висотою установки 110 м є кращим, тому що забезпечує найбільшу вироблення електроенергії.

					ДП 2021 141	Лист
						124
Зм.	Лист	№ докум.	Підпис	Дата		

ВИСНОВКИ

У даному проекті зроблено розрахунок системи електропостачання насосної станції та проаналізовано методи використання відновлювальних джерел енергії, метою якого є вибір найбільш оптимального варіанта схеми, параметрів електромережі і її елементів, що дозволяють забезпечити необхідну надійність електроживлення та безперебійної роботи насосної станції.

У ході виконання дипломного проекту зроблено розрахунок електричних навантажень, побудовано графіки електричних навантажень..

Здійснено вибір напруги і електричних схем зовнішнього та внутрішнього електропостачання насосної станції. Розраховані режими реактивної потужності системи електропостачання. Визначено кількість і потужність трансформаторів ТП з урахуванням оптимального коефіцієнта їх завантаження і категорії електроприймачів, що живляться від неї. Виконано техніко-економічний розрахунок щодо вибору трансформаторів ТП.

Вибрано найбільш оптимальну схему ситеми електропостачання.

На основі проведених розрахунків можна зробити висновок, що це є оптимальний і раціональний варіант електропостачання внасосної станції.

В результаті аналізу відновуювальних джерел енергії отримано наступне:

- капітальні витрати на ВЕУ зростають зі збільшенням висоти установки і зменшенням розрахункової швидкості вітру агрегату;
- при певній середньорічній швидкості вітру для даної місцевості існує оптимальне значення розрахункової швидкості вітру, при якому термін окупності ВЕУ має мінімальне значення;
- оптимальні значення розрахункової швидкості вітру незалежно від висоти установки, складають:

					ДП 2021 141		
		№ докум.	Підпис		Висновки		
Розроб.	Колесник Є.Г.						
Перевір.	Чорний Ю.А.						
Реценз.							
Н. Контр.							
Затверд.	Балюта С.М						
					Літ.	Лист	Листів
						85	1
					ННІТІ ім. акад. І.С.Гулого		

при середньорічній швидкості 8 м/с - 12 ... 14м/с, при середньорічній швидкості 6 м/с - 10 ... 11м /с, при середньорічній швидкості 5,5 м/с - 9 ... 10 м/с;

- мінімальна середньорічна швидкість вітру, при якій впровадження вітроенергетичних установок економічно доцільно при тарифі на електроенергію 0,095 дол. / кВт.год і вартості обладнання 1100 ... 1300 дол. / кВт - 4,8 м/с;

- доцільно впровадження ВЕУ з висотою установки не менше 70 м і розрахунковою швидкістю вітру не більше 11 м/с;

- при висоті установки 70 ... 110м коефіцієнт використання номінальної потужності дорівнює 0,32 ... 0,457, капітальні витрати - 1100 ... 1 300 дол/кВт і термін окупності менше 8 років. Варіант з висотою установки 110 м є кращим, тому що забезпечує найбільшу вироблення електроенергії.

Таким чином Використання джерел відновлювальної енергії є доцільним.

					ДП 2021 141	Лист
Зм.	Лист	№ докум.	Підпис	Дата		

Список літератури

1. В. Є. Шестеренко, О. В. Шестеренко «Електропостачання промислових підприємств» Київ-2013.
2. Б. Н. Неклепаев, И. П. Крючков «Электрическая часть станций и подстанций» Москва 1989.
3. О. М. Сірий, В. Є. Шестеренко «Розрахунки при проектуванні та реконструкції систем електропостачання промислових підприємств», Київ-2013.
4. О. М. Сірий, В. Є. Шестеренко «Розрахунки при проектуванні та реконструкції систем електропостачання промислових підприємств», Київ-2013.
5. Ковальов В.М. Релейний захист та автоматика. Конспект лекцій. - Харків: ХНАМГ, – 2008. – 108 с.
6. Кідиба В.П. Релейний захист електроенергетичних систем: Підручник. – Львів: Видавництво Національного університету "Львівська політехніка", 2013. – 533 с.
7. <http://kvar.su/katalog/kondensatornye-ustanovki/kondensatornye-ustanovki-nizkogo-na-3/>
8. <https://prom.ua/Transformator-tm-250.html>
9. https://prom.ua/Transformatory-tm-1000.html?category=14190706&search_term=%D0%A2%D0%9C-400
10. <http://www.voltron-ural.ru/panel/punkti-raspredelitelnie-pr11/punkti-raspredelitelnie-pr-8501-pr-8701/>
11. <http://www.xlpe.com.ua/silovyyekabeli-avvgavvgng.html>
12. http://www.ep.ru/product/catalogs/Eaton/avtomat/03_IzM26_2010_web.pdf

					ДП 2021 141							
Змн.	Л2ист	№ докум.	Підпис	Дата	Список літератури.					Лім.	Лист	Листів
Розроб.		Колесник ЄГ										
Перевір.		Чорний Ю.А.									86	1
Реценз.										ННІТІ ім. акад. І.С.Гулого ЗЕЛ-5-8ск		
Н. Контр.												
Затверд.		Балюта С. М.										

13. http://www.ra-nn.ru/catalognku/?prod_id=24001
14. ГОСТ 13109-97 “Нормы качества электрической энергии в системах электроснабжения общего назначения”.
15. Д. В. Бородин. Расчёт потерь активной мощности в обмотках силового трансформатора в условиях низкого качества электроэнергии – Коммунальное хозяйство городов, № 8, Київ, “Техніка”, 1997.- С. 105.
16. Качество электрической энергии в системах электроснабжения: Уч. пособие// О. Г. Гриб, Г. А Сендерович, Д. Н. Калюжный, О. Н. Довгалоук, Д. В. Бородин, И. Р. Левин, Ю. С. Громадский, В. И. Васильченко; Под редакцией О. Г. Гриб. – 1-е изд., - Харьков: ХНАГХ, 2005.
17. О. Г. Гриб, А. В. Сапрыка, Д. В. Бородин. Анализ качества электрической энергии в сетях общего пользования 0,4 кВ – Світлотехніка та електроенергетика, № 1 (9), Харків, 2007, С. 53.
18. RTSsoft Системы контроля качества электроэнергии [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://www.rtsoft.ru/catalog/jelektro/branch/sistemo/kontrol/kachestvo/> - Назва з екрану.
19. Группа "НЭК" Автоматизированные системы контроля качества электроэнергии [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://www.n-elektro.ru/produkcziya-i-uslugi/kachestvo.html> - Назва з екрану.
20. Веников В. А., Идельчик В. И., Лисеев М. С. Регулирование напряжения в электроэнергетических системах. – М.: Энергоатомиздат, 1985.– 216 с.
21. Сиротюк М. І. Поновлювані джерела енергії: навч. посіб. / за ред. С. І. Кукурудзи. Л. : ЛНУ ім. І.Франка, 2008. 248 с.
22. Мхитарян Н. М. Энергетика нетрадиционных и возобновляемых источников. Опыт и перспективы. К. , Наукова думка, 1999. 320 с.
23. Сиротюк М. І. Поновлювані джерела енергії: Навч. посіб.: ЛНУ ім.І.Франка, 2008. 248 с.

					ДП 2021 141	Лист
Зм.	Лист	№ докум.	Підпис	Дата		

24. Мисак Й. С., Возняк О. Т. , Дацько О. С. , Шаповал С. П. Сонячна енергетика: теорія та практика. Нац. ун-т «Львівська Політехніка». Л. : Вид-во Львів. політехніки, 2014. 340 с.

25. Дудюк Д. Л. , Мазепа С. С. , Гнатишин Я. М. Нетрадиційна енергетика: основи теорії і задачі: навч. посіб., Львів 2008. 188 с.

26. Рівноважна ціна в ринковій економіці. Зміна попиту і пропозиції. М., 2011. 20 с.

27. Зелене зростання [Electronic resource]. URL: <http://cawater-info.net/green-growth/index.htm> (дата звернення 03.01.2020).

28. Лосюк, Ю.А.Нетрадиционные источники энергии: учебное пособие для вузов / Ю.А.Лосюк, В.В. Кузьмич. - Минск: УП «Технопринт», 2005. – 234с.

29. Олешкевич, М.М. Нетрадиционные источники энергии: конспект лекций / М.М. Олешкевич, Ю.А. Лосюк. – Минск: БГПА, 2000. – 120с.

					ДП 2021 141	Лист
Зм.	Лист	№ докум.	Підпис	Дата		