

МІНІСТЕРСТВО ОСВІТИ І НАУКИ УКРАЇНИ  
НАЦІОНАЛЬНИЙ УНІВЕРСИТЕТ ХАРЧОВИХ ТЕХНОЛОГІЙ

Інститут (факультет) ННІТІ ім. акад. І.С. Гулого  
Кафедра Електропостачання і енергоменеджменту

«До захисту в ЕК»

«До захисту допущено»

Директор інституту (декан факультету)

Завідувач кафедри

\_\_\_\_\_ Сергій БЛАЖЕНКО  
(підпис) (ім'я та прізвище)

\_\_\_\_\_ Сергій БАЛЮТА  
(підпис) (ім'я та прізвище)

«\_\_» \_\_\_\_\_ 2026 р.

«\_\_» \_\_\_\_\_ 2026 р.

**КВАЛІФІКАЦІЙНА РОБОТА  
НА ЗДОБУТТЯ ОСВІТНЬОГО СТУПЕНЯ БАКАЛАВРА**

зі спеціальності 141«Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка»  
(код та назва спеціальності)

освітньо-професійної програми «Електротехніка та інформаційні технології»

на тему: «Розробка СЕП ремонтної ділянки токарного цеху Ужгородського машинобудівного заводу та цифрова підстанція, як складова системи «SMART GRID»»

Виконав: здобувач 5 курсу, групи ЗЕЛ 5-3

Балаж Володимир Володимирович

(прізвище, ім'я, по батькові повністю)

(підпис)

Керівник Копилова Людмила Олександрівна

(прізвище, ім'я та по батькові повністю)

(підпис)

Консультанти Аліна СІРИК

(ім'я та прізвище)

(підпис)

(ім'я та прізвище)

(підпис)

Рецензент

Михайло КРАСЮК

(ім'я та прізвище)

(підпис)

Я, як здобувач(ка) Національного університету харчових технологій розумію і підтримую політику університету з академічної доброчесності. Я не надавав(-ла) і не одержував(-ла) незарядженої допомоги під час підготовки цієї роботи. Використання ідей, результатів і текстів інших авторів мають посилання на відповідне джерело.

Здобувач \_\_\_\_\_  
(підпис)

Київ – 2026 р.

# НАЦІОНАЛЬНИЙ УНІВЕРСИТЕТ ХАРЧОВИХ ТЕХНОЛОГІЙ

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

Гулого

Кафедра Електропостачання і енергоменеджменту

Освітній ступінь бакалавр

Спеціальність 141 «Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка»

Освітньо-професійна програма Електротехніка та інформаційні технології

ЗАТВЕРДЖУЮ

Завідувач кафедри ЕПЕМ

/Сергій БАЛЮТА/

«03» листопада 2025 р.

## З А В Д А Н Н Я

### НА КВАЛІФІКАЦІЙНУ РОБОТУ ЗДОБУВАЧА

Балажа Володимира Володимировича

(прізвище, ім'я, по батькові)

1. Тема роботи Розробка СЕП ремонтної ділянки токарного цеху Ужгородського машинобудівного заводу та цифрова підстанція, як складова системи «SMART GRID»

керівник роботи Копилова Людмила Олександрівна, ст. викладач, к.т.н

затверджені наказом закладу вищої освіти від «03» 11. 2025 р. № 899-кс.

2. Строк подання здобувачем роботи 31 січня 2026 року.

3. Вихідні дані до роботи План ремонтної ділянки токарного цеху Ужгородського машинобудівного заводу; характеристика споживачів електричної енергії; відомості про джерела живлення; умови проектування

4. Зміст розрахунково-пояснювальної записки (перелік питань, які потрібно розробити) Коротка характеристика ремонтної ділянки токарного цеху та споживачів електричної енергії; розрахунок електричних навантажень; компенсація реактивної потужності; вибір числа та потужності трансформаторів на ТП на підставі техніко-економічних показників; вибір апаратури та низьковольтних елементів живильної мережі; вибір електрообладнання на стороні високої напруги та перевірка його на дію струмів короткого замикання; релейний захист та автоматика; вимоги до якості електричної енергії, облік та вимірювання режимних параметрів системи електроспоживання ремонтної ділянки токарного цеху; охорона праці; спеціальна частина. Цифрова підстанція, як складова системи «SMART GRID».

5. Перелік графічного матеріалу

1. План ремонтної ділянки токарного цеху з силовою електромережею.

2. Однолінійна схема електропостачання ремонтної ділянки токарного цеху.

3. План освітлення ремонтної ділянки токарного цеху.

4. Цифрова підстанція, як складова системи «SMART GRID».

6. Консультанти розділів роботи

Розділ	Консультант	Підпис, дата	
		Завдання видав	Завдання прийняв
ОП	Сірик А.О., доцент		

7. Дата видачі завдання 03 листопада 2025 року

**КАЛЕНДАРНИЙ ПЛАН**

Пор №	Назва етапів виконання кваліфікаційної роботи	Строк виконання етапів роботи	Примітка
1	Отримання завдання на дипломне проектування	03.11.2025 р	
2	Вступ	06.11.2025 р	
3	Коротка характеристика ремонтної ділянки токарного цеху та споживачів електричної енергії	10.11.2025 р	
4	Розрахунок електричних навантажень	16.11.2025 р	
5	Компенсація реактивної потужності та вибір місця розташування компенсуючих пристроїв	21.11.2025 р	
6	Вибір числа та потужності трансформаторів на ТП на підставі техніко-економічного порівняння варіантів	26.11.2025 р	
7	Вибір апаратури низьковольтної живильної мережі	02.12.2025 р	
8	Вибір низьковольтних елементів живильної мережі	08.12.2025 р	
9	Розрахунок струмів короткого замикання	14.12.2025 р	
10	Вибір електрообладнання на стороні високої напруги	21.12.2025 р	
11	Релейний захист та автоматика	28.12.2025 р	
12	Вимоги до якості електричної енергії в системі електроспоживання ремонтної ділянки токарного цеху	04.01.2026 р	
13	Облік та вимірювання режимних параметрів системи електроспоживання ремонтної ділянки токарного цеху	10.01.2026 р	
14	Охорона праці	15.01.2026 р	
15	Спеціальна частина. Цифрова підстанція, як складова системи «SMART GRID»	20.01.2026 р	
16	Література	21.01.2026 р	
17	Оформлення пояснювальної записки	24.01.2026 р	
18	Оформлення графічної частини проекту	28.01.2026 р	
19	Подання готової роботи для перевірки на плагіат	31.01.2026 р	

Здобувач

\_\_\_\_\_ (підпис)

Керівник роботи

\_\_\_\_\_ (підпис)

Балаж В.В.

\_\_\_\_\_ (прізвище та ініціали)

Копилова Л.О.

\_\_\_\_\_ (прізвище та ініціали)

## Анотація

Балаж Володимир Володимирович. Дипломний проєкт на тему:  
«Розробка СЕП ремонтної ділянки токарного цеху Ужгородського  
машинобудівного заводу та цифрова підстанція, як складова системи «SMART  
GRID»»

Національний Університет Харчових Технологій, Київ - 2026

141 «Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка»

Додана пояснювальна записка складається із вступу, 13 розділів та списку використаної літератури. Обсяг проєкту становить 126 сторінок.

До опису надано графічну частину, яка складається із чотирьох креслень: план ремонтної ділянки токарного цеху з силовою електромережею, однолінійна схема електропостачання ремонтної ділянки токарного цеху, план освітлення ремонтної ділянки токарного цеху, цифрова підстанція, як складова системи «SMART GRID».

Розрахунки й аналіз виконані за допомогою методик, що викладені у навчальній, довідниковій, нормативній і науково-технічній літературі.

У результаті виконання проєкту наведено коротку характеристику технологічного процесу та споживачів електроенергії ремонтної ділянки токарного цеху; виконано розрахунок електричних; вибрано число й потужність трансформаторів цехової ТП з урахуванням компенсації реактивної потужності; розраховано та вибрано електрообладнання живильної та розподільчої мережі ремонтної ділянки токарного цеху та перевірено їх до дії струмів короткого замикання; розглянуто питання щодо релейного захисту, організації обліку та якості електричної енергії електроспоживальної системи. У спеціальній частині проєкту розглянуто питання «Цифрова підстанція, як складова системи «SMART GRID».

У розділі охорона праці наведено основні вимоги безпеки до виробничого обладнання та робочих місць, основні заходи з електробезпеки та пожежної безпеки, охорона праці при експлуатації цифрових підстанцій та виконано розрахунок заземлюючих пристроїв.

**Ключові слова:** ремонтна ділянка токарного цеху, електричне навантаження, освітлення, трансформатор, захисна апаратура, струм короткого замикання, кабель, компенсація реактивної потужності, якість електроенергії, облік, контроль, цифрова підстанція.

## **Abstract**

VOLODYMYR BALAZH. Diploma project on the topic:

"Development of the SEP of the repair area of the turning shop of the Uzhhorod Machine-Building Plant and a digital substation as a component of the "SMART GRID" system"

National University of Food Technologies, Kyiv - 2026

141 "Electric power engineering, electrical engineering and electromechanics"

The attached explanatory note consists of an introduction, 13 chapters and a list of used literature. The volume of the project is 126 pages.

The description is accompanied by a graphic part consisting of four drawings: a plan of the repair area of the turning shop with a power grid, a single-line power supply diagram of the repair area of the turning shop, a lighting plan of the repair area of the turning shop, a digital substation as a component of the "SMART GRID" system.

Calculations and analysis were performed using the methods described in educational, reference, regulatory and scientific and technical literature.

As a result of the project, a brief description of the technological process and electricity consumers of the repair section of the lathe shop is provided; electrical calculations are performed; the number and power of transformers of the shop transformer substation are selected, taking into account reactive power compensation; the electrical equipment of the power supply and distribution network of the repair section of the lathe shop is calculated and selected and checked for short-circuit currents; issues of relay protection, organization of metering and quality of electric energy of the power consumption system are considered. In a special part of the project, the issue of "Digital substation as a component of the "SMART GRID" system" is considered.

The occupational safety section provides basic safety requirements for production equipment and workplaces, basic electrical and fire safety measures, occupational safety during the operation of digital substations, and a calculation of grounding devices is performed.

**Keywords:** repair area of the lathe shop, electrical load, lighting, transformer, protective equipment, short-circuit current, cable, reactive power compensation, power quality, metering, control, digital substation.

## ЗМІСТ

	ВСТУП.....	8
1.	КОРОТКА ХАРАКТЕРИСТИКА РЕМОНТНОЇ ДІЛЯНКИ ТОКАРНОГО ЦЕХУ ТА СПОЖИВАЧІВ ЕЛЕКТРИЧНОЇ ЕНЕРГІЇ...	10
1.1.	Коротка характеристика технологічного процесу ремонтної ділянки токарного цеху.....	10
1.2.	Характеристика споживачів електричної енергії ремонтної ділянки токарного цеху.....	12
1.3.	Розробка принципової схеми внутріцехового електропостачання.....	16
2.	РОЗРАХУНОК ЕЛЕКТРИЧНИХ НАВАНТАЖЕНЬ.....	18
2.1.	Розрахунок силового навантаження.....	18
2.2.	Розрахунок електроосвітлення.....	23
2.3.	Розрахунок навантаження на шинах низької напруги ТП.....	28
2.4.	Розрахунок втрат потужності в трансформаторі та навантаження на шинах високої напруги ТП.....	29
3.	КОМПЕНСАЦІЯ РЕАКТИВНОЇ ПОТУЖНОСТІ ТА ВИБІР МІСЦЯ РОЗТАШУВАННЯ КОМПЕНСУЮЧИХ ПРИСТРОЇВ.....	30
4.	ВИБІР ЧИСЛА ТА ПОТУЖНОСТІ ТРАНСФОРМАТОРІВ НА ТП НА ПІДСТАВІ ТЕХНІКО-ЕКОНОМІЧНОГО ПОРІВНЯННЯ ВАРІАНТІВ.	32
4.1.	Техніко-економічне порівняння вибраних варіантів трансформаторів..	33
5.	ВИБІР АПАРАТУРИ НИЗЬКОВОЛЬТНОЇ ЖИВИЛЬНОЇ МЕРЕЖІ....	38
5.1.	Вибір захисної апаратури для електроприймачів.....	39
5.2.	Вибір захисної апаратури для розподільчих пунктів.....	41
5.3.	Вибір захисної апаратури для ремонтної ділянки.....	41

					<b>ДП 2026 141</b>			
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата	<b>Зміст</b>	Літ.	Арк.	Аркуші
Розроб.		Балаж В.В.					5	
Перевір.		Копилова Л.О.				ННІТІ ім. акад. І.С.Гулого ЗЕЛ-5-3		
Реценз.		Красюк М.І.						
Н. Контр.								
Затверд.		Балюта С.М.						

5.4.	Вибір магнітних пускачів і теплових реле.....	43
6.	ВИБІР НИЗЬКОВОЛЬТНИХ ЕЛЕМЕНТІВ РОЗПОДІЛЬЧОЇ МЕРЕЖІ..	44
6.1.	Вибір розподільчих пристроїв.....	44
6.2.	Вибір ліній електропостачання.....	45
7.	РОЗРАХУНОК СТРУМІВ КОРОТКОГО ЗАМИКАННЯ.....	52
7.1.	Розрахунок струмів короткого замикання на високій стороні.....	52
7.2.	Розрахунок струмів короткого замикання на стороні 0,4 кВ.....	54
8.	ВИБІР ЕЛЕКТРООБЛАДНАННЯ НА СТОРОНІ ВИСОКОЇ НАПРУГИ	60
8.1.	Вибір провідників напругою 10 кВ.....	60
8.2.	Вибір високовольтних шин.....	64
8.3.	Вибір опорних ізоляторів.....	66
8.4.	Вибір вимикачів навантаження та запобіжників.....	67
8.5.	Вибір трансформаторів струму та напруги.....	68
9.	РЕЛЕЙНИЙ ЗАХИСТ ТА АВТОМАТИКА.....	70
9.1.	Перевірка низьковольтних елементів розподільчої мережі ремонтної ділянки токарного цеху на відмикаючу здатність до струмів короткого замикання.....	72
10.	ВИМОГИ ДО ЯКОСТІ ЕЛЕКТРИЧНОЇ ЕНЕРГІЇ В СИСТЕМІ ЕЛЕКТРОСПОЖИВАННЯ РЕМОНТНОЇ ДІЛЯНКИ ТОКАРНОГО ЦЕХУ.....	74
10.1.	Основні показники електричної енергії та їх вплив на роботу електроспоживачів і інформаційних систем.....	74
10.2.	Розрахунок втрат напруги на ділянці мережі ремонтної ділянки токарного цеху.....	79
11.	ОБЛІК ТА ВИМІРЮВАННЯ РЕЖИМНИХ ПАРАМЕТРІВ СИСТЕМИ ЕЛЕКТРОСПОЖИВАННЯ РЕМОНТНОЇ ДІЛЯНКИ ТОКАРНОГО ЦЕХУ.....	81

11.1. Обґрунтування систем комерційного та технічного обліку і контролю електроспоживання.....	81
11.2. Лічильники електричної енергії.....	84
12. ОХОРОНА ПРАЦІ.....	89
13. СПЕЦІАЛЬНА ЧАСТИНА. ЦИФРОВА ПІДСТАНЦІЯ, ЯК СКЛАДОВА СИСТЕМИ «SMART GRID».....	101
13.1. Запровадження підходів інтелектуального управління електроенергетичними мережами відповідно до концепції «Smart Grid».....	101
13.2. Загальні відомості щодо розвитку цифрових підстанцій.....	104
13.3. Міжнародна практика застосування ЦПС.....	115
13.4. Елементи системи захисту цифрової підстанції.....	119
ЛІТЕРАТУРА.....	125

					ДП 2026 141	Арк.
						7
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

## ВСТУП

Низьковольтні цехові мережі систем електроспоживання (СЕС) обслуговують більшість технологічних процесів, де задіяна значна кількість електродвигунів, електрозварювальних установок та інших електроприймачів, що споживають близько 80 % усієї електроенергії в промисловості. Тому для розподілу електроенергії на напрузі до 1 кВ слід застосовувати найбільш економічні системи, які забезпечують необхідний рівень надійності, безпеки і зручності експлуатації. У свою чергу число, потужність і місце розташування цехових трансформаторних підстанцій (основних елементів СЕС), наявність високовольтних електроприймачів, віддаленість об'єкта від джерел живлення (ГЗП, ЦРП та інші) і ступінь безперебійності електропостачання цехів, що вимагається, визначають структуру і параметри розподільної (міжцехової) мережі більш високої напруги.

Підвищення рівня енергоефективності є пріоритетним напрямом енергетичної політики прогресивних країн світу. Це обумовлено вичерпанням традиційних невідновлюваних паливно-енергетичних ресурсів та відсутністю реальних альтернатив їх заміни. Крім того, підвищення тарифів на всі види енергії спонукає до пошуку можливостей енергоощадження, які дозволять споживачам зекономити в оплаті енергоресурсів. Підвищувати енергоефективність можна двома шляхами: зменшенням питомих витрат енергії на одиницю продукції за рахунок раціоналізації режиму роботи устаткування, вдосконалення технологій виробництва та зменшенням втрат енергії під час її транспортування та перетворення.

Головними напрямками розвитку сучасної електроенергетики є вдосконалення інфраструктури, накладання на електричну мережу цифрового шару та модернізація бізнес – процесів під час вироблення, передавання,

					<b>ДП 2026 141</b>			
<i>Змн.</i>	<i>Арк.</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Підпис</i>	<i>Дата</i>				
<i>Розроб.</i>		<i>Балаж В.В.</i>			<b>Вступ</b>	<i>Літ.</i>	<i>Арк.</i>	<i>Аркушіє</i>
<i>Перевір.</i>		<i>Копилова Л.О.</i>					<b>8</b>	
<i>Реценз.</i>		<i>Красюк М.І.</i>				<i>ННІТІ ім. акад. І.С.Гулого ЗЕЛ-5-3</i>		
<i>Н. Контр.</i>								
<i>Затверд.</i>		<i>Балюта С.М.</i>						

розподілення, постачання та використання електроенергії, як це визначено концепцією Smart Grid.

Перша група завдань передбачає створення високотехнологічної електроенергетичної системи, яка об'єднує електрогенерувальні установки різної фізичної природи і потужності та високоефективні струмоприймачі, з'єднані сучасними електричними мережами, що має на меті забезпечити надійне електропостачання споживачів, оптимізувати перетікання потужності елементами мережі, підвищити ефективність виробітку і мінімізувати втрати під час передавання та перетворення електроенергії в інші види енергії.

Завдання другої групи спрямовано на створення стійкої системи обміну інформацією, оптимізацію та підвищення надійності управління електричною мережею на базі сучасних інформаційних та комунікаційних технологій. Третя група завдань має забезпечити узгодження управлінських рішень та комерційних операцій з купівлі-продажу електроенергії із технологічними принципами функціонування електричної мережі та забезпечити її сталий розвиток. Центральне місце для вирішення цих завдань в концепції Smart Grid надається Smart Meters («розумним лічильникам») і побудованим на їхній основі Smart Metering Systems, які в Україні традиційно відносять до АСКОЕ.

У кваліфікаційній роботі розглядаються питання проектування системи електропостачання ремонтної ділянки токарного цеху Ужгородського машинобудівного заводу та перспективи використання цифрової підстанції в Україні, як складової системи «SMART GRID».

Сьогодні відстежується тенденція до стрімкого впровадження нових технологій в електроенергетиці. Застосування високовольтних оптичних вимірювальних трансформаторів на енергетичних об'єктах є одним з головних етапів у загальному світовому процесі переходу на цифрові технології моніторингу та управління в системах передачі електроенергії. Поява нових міжнародних стандартів зв'язку (IEC 61850) і розвиток сучасних інформаційних технологій відкриває можливості інноваційних підходів до вирішення завдань автоматизації та управління енергооб'єктами.

										Арк.
										9
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата						

ДП 2026 141

# 1. КОРОТКА ХАРАКТЕРИСТИКА РЕМОНТНОЇ ДІЛЯНКИ ТОКАРНОГО ЦЕХУ ТА СПОЖИВАЧІВ ЕЛЕКТРИЧНОЇ ЕНЕРГІЇ

## 1.1. Коротка характеристика технологічного процесу ремонтної ділянки токарного цеху

Токарний цех є одним з основних самостійних структурних підрозділів Ужгородського машинобудівного заводу, у функції якого входить виробництво та випуск продукції з металу.

У ремонтній ділянці токарного цеху розміщені: верстатне відділення й трансформаторна підстанція. У верстатному відділенні відбуваються виробничі процеси виготовлення продукції, являє собою складну систему, структура і параметри якої знаходяться в прямій залежності від складності конструкції, номенклатури продукції, що випускається, та характеристики виробничого процесу її виготовлення. Залежно від виду обробки, що проводиться на металорізальних верстатах, можливий різний тип руху. Наприклад, при точінні – це обертальний рух заготовки і поступальний рух інструмента; фрезеруванні – обертальний рух інструменту і поступальний рух заготовки; при шліфуванні – обертально-поступальний рух інструмента і обертально-поступальний рух заготовки і т. д. Перераховані види рухів є основними або робочими рухами. Електричний привід, який здійснює ці рухи, є або головним приводом, або приводом подачі.

Крім основних рухів, в кожному верстаті створюється ряд рухів, пов'язаних з подачею інструменту до заготовки і назад, з налаштуванням обладнання і автоматичним керуванням під час роботи. Електроприводи, які здійснюють ці рухи, називаються допоміжними електроприводами.

					<b>ДП 2026 141</b>			
<b>Змн.</b>	<b>Арк.</b>	<b>№ докум.</b>	<b>Підпис</b>	<b>Дата</b>				
Розроб.		Балаж В.В.			<b>1. Коротка характеристика ремонтної ділянки токарного цеху та споживачів електричної</b>	<b>Літ.</b>	<b>Арк.</b>	<b>Аркушів</b>
Перевір.		Копилова Л.О.					10	
Реценз.		Красюк М.І.				<i>ННІТ ім. акад. І.С.Гулого ЗЕЛ-5-3</i>		
Н. Контр.								
Затверд.		Балюта С.М.						

Основною складовою виробничого процесу є технологічний процес, який містить дії, безпосередньо пов'язані зі зміною форми, розмірів або фізико-механічних властивостей оброблюваних заготовок, напівфабрикатів або деталей і збиранням їх у складальні комплекси, а також контролем їх відповідності встановленим технічним вимогам.

Інші допоміжні процеси, що відбуваються в цеху, повинні забезпечувати безперебійне виконання основного технологічного процесу.

Для здійснення виробничого процесу робочі місця мають бути обладнані відповідним чином. Залежно від змісту операції та організації її виконання на робочому місці можуть розміщуватися: технологічне обладнання, складальні одиниці з напівфабрикатами, один працівник або група працівників, засоби автоматичного завантаження і розвантаження обладнання (роботи, маніпулятори, автозавантажувачі), різальний та контрольний-вимірювальний інструмент, обладнання засобів технічного обслуговування та охорони праці, елементів системи керування тощо.

Організація за технологічною схемою передбачає групування деталей різних вузлів і виробів за схожими конструктивними ознаками та подібному технологічному процесу виготовлення. Така організація прийнятна для одиничного та серійного виробництва, за умов яких деталями одного виробу не вдається цілком завантажити обладнання. У цехах обробляються одиничні деталі незалежно від того, до якого вузла або машини вони належать. Здійснюється детальна спеціалізація.

Транспортні операції здійснюються за допомогою кран-балки.

Електропостачання цех одержує від власної трансформаторної підстанції (ТП).

Ґрунт у районі будівлі – чорнозем з температурою +50 °С і питомим опором 50 Ом·м.

Розміри ділянки цеху АхВхН=30х30х8 м. Приміщення малого розміру мають висоту 6 м.

					ДП 2026 141	Арк.
						11
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

## 1.2. Характеристика споживачів електричної енергії ремонтної ділянки токарного цеху

На промислових підприємствах електроенергію широко застосовують для приводу різних механізмів, для освітлення, а також для різних електротехнологічних установок, до складу яких входять: електротермічні, електрозварювальні, електролізні, електроіскрової анодно-механічної обробки, електропаяння, електрофільтрування, електродегідратія, тощо.

Електроустановки кожного споживача електроенергії мають свої характерні особливості і показники, які визначають умови електропостачання.

Згідно ПБЕ електроприймачем називається електрична частина технологічної установки (електродвигун, електропіч, електролізна ванна, тощо), яка безпосередньо отримує електроенергію для технологічного процесу. Окремі технологічні установки – споживачі електроенергії можуть мати декілька електроприймачів.

**Номінальна (встановлена) потужність.** Головним характерним показником споживачів електроенергії є їх номінальна потужність. Для електроприводів з двигунами синхронними та постійного струму задають активні номінальні потужності, виражені в кіловатах. Для асинхронних двигунів задають активну номінальну потужність і номінальний коефіцієнт потужності  $\cos \varphi$ .

Для електроприймачів з повторно-короткочасним режимом роботи задають зведену до тривалого режиму потужність та коефіцієнт використання.

У цеху є споживачі із тривалим і повторно-короткочасним (ПКР) режимами роботи.

Тривалий режим (режим S1) – це режим, при якому температура ЕП зростає по експоненті й через певний час досягає встановленого значення.

ЕП тривалого режиму роботи характеризуються коефіцієнтом включення:

$$\hat{O} = \frac{t\hat{a}}{t\hat{o}} = \frac{t\hat{a}}{t\hat{a} + t\hat{i}}$$

									Арк.
									12
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата					

ДП 2026 141

У тривалому режимі працюють електроприводи насосів, вентиляторів, автоматичних ліній, металообробних верстатів. У тривалому режимі, але зі змінним навантаженням і короткочасним відключенням, працюють електродвигуни верстатів.

ПКР (режим S3) – це режим, при якому температура за час включення підвищується, за час пауз знижується, однак, нагрів за час циклу цього електроспоживача не досягає установленної температури, а за час паузи температура не досягає температури навколишнього середовища. Режим характеризується величиною тривалості включення (ТВ) у відсотках:

Тривалість включення для ПКР:

$$\hat{A} = \frac{t\check{\delta}}{t\check{\delta} + t\check{i}} \cdot 100\%$$

де  $t_{ц} \leq 10$  хв – середній час циклу.

Нормовані значення тривалості включення: 15, 25, 40, 60%, або відносні значення тривалості робочого періоду: 0,15; 0,25; 0,40; 0,60. Для режиму S3 номінальні дані відповідають лише певному значенню ТВ і відносяться до робочого періоду.

У ПКР працюють електродвигуни мостових кранів.

**Вид струму.** Основним струмом в електроустановках промислових підприємств є трифазний змінний струм.

**Напруга.** Згідно з чинним стандартом для розподілу електроенергії на підприємствах застосовуються такі напруги: змінний струм – однофазний 12 та 36 В, трифазний 36, 220/127, 380/220, 500 В (допускається тільки для розширення діючих установок), 0,66, 3, 6, 10, 20, 35, 110, 150 та 220 кВ; постійний струм 220 та 440 В; система постійного струму напругою 440 В може бути виконана в вигляді трипровідної  $\pm 220$  В із заземленим середнім (нульовим) полюсом.

Системи змінного трифазного струму напругою 220/127 та 380/220 В згідно ПБЕ також виконуються із заземленою нейтраллю, що дозволяє забезпечити потенціал відносно землі довільної фази не вище 250 В (зокрема,

									Арк.
									13
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата	ДП 2026 141				

для освітлювальних установок). Напруги 12 та 36 В застосовують для освітлювальних установок у приміщеннях з підвищеною небезпекою та особливо небезпечних; ці напруги отримують від понижувальних трансформаторів з первинною напругою 380 чи 220 В. Причому, один полюс вторинної напруги 12 чи 36 В повинен бути заземлений для запобігання попадання первинної напруги в цю мережу у випадку замикання між обмотками понижувальних трансформаторів.

Системи однофазного струму 12 та 36 В, трифазного 220/127 та 380/220 В і постійного  $\pm 220$  В є системами з короткочасним струмом замикання на землю, оскільки останнє відразу ж зумовлює спрацювання захисту: перегорання топких вставок запобіжників чи вимикання автоматичного вимикача пошкодженої фази.

За напруг 3, 6, 10, 20 та 35 кВ нейтраль виконується переважно ізольованою або заземленою через дугогасні компенсаційні котушки напругою 3 - 35 кВ для зменшення ємнісних струмів замикання на землю в мережах напругою понад 1000 В.

Згідно ПБЕ не допускається встановлення комутаційних та захисних апаратів в уземлених проводах, оскільки, з умов техніки безпеки ці кола не повинні мати розривів.

Застосування системи з уземленою нейтраллю й заощадження на комутаційній апаратурі (відсутність на уземлених проводах вимикачів і запобіжників), у свій час призвели до ідеї створення трифазної три провідної мережі з одною заземленою фазою та використанням двохполюсної апаратури. Ця система отримала назву ДПЗ (“два проводи – земля”). Така система застосовувалась в США на напрузі 440 В. У нас така система не набула розповсюдження в промисловості, оскільки вона незадовільно показала себе в експлуатації, особливо в малозаселеній та сільській місцевості на напругах 6 – 10 кВ.

**Частота струму.** Стандартною частотою в Україні є частота 50 Гц, прийнята також у всіх європейських державах та країнах Азії і Африки, які мають економічні зв'язки з Європою.

									Арк.
									14
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата					

ДП 2026 141

**Ступінь безперебійності електрозабезпечення.** Згідно ПБЕ, з погляду безперебійності електропостачання, електроприймачі поділяють на три категорії:

1) *електроприймачі 1-ої категорії*, порушення електропостачання яких може зумовити небезпеку для життя людей або до значних збитків народному господарству, пов'язаних із пошкодженням устаткування, масовим браком чи тривалим порушенням технологічного процесу (наприклад, головний вентилятор вугільних шахт, подача води в доменних печах, приводи повороту міксера для рідкого чавуну і конвертора для міді, великі електролізні установки);

2) *електроприймачі 2-ої категорії*, порушення електропостачання яких пов'язане з масовим недовипуском продукції, простоюванням працівників, механізмів та промислового транспорту (металорізальні верстати, реверсивні прокатні стани, електричні дугові печі, механізми текстильних фабрик);

3) *електроприймачі 3-ої категорії*, до яких відноситься решта електроприймачів, які не відповідають характеристикам 1-ї та 2-ї категорій (підсобні цехи, допоміжні виробництва).

Споживачі ремонтної ділянки токарного цеху мають 3 категорію по надійності електрозабезпечення.

У першій частині кваліфікаційної роботи розглядаються питання по проектуванню системи електропостачання ремонтної ділянки токарного цеху Ужгородського машинобудівного заводу.

Вихідними даними при цьому є план ремонтної ділянки токарного цеху, який наведено в графічній частині роботи та технічні характеристики споживачів електричної енергії, що зазначені в табл. 1.1.

					ДП 2026 141	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		15

## Характеристика електроприймачів ремонтної ділянки

№ п/п	Найменування ЕП	Кількість	$P_n$ , кВт	$K_b$	$\cos\phi$	$\operatorname{tg}\phi$	Примітка
1	2	3	4	5	6	7	9
1-4	Напівавтомат токарний	4	9,6	0,17	0,65	1,17	
5, 6	Верстат токарний	2	12	0,14	0,5	1,73	
12, 13	Верстат повздовжньо-стругальний	2	16,2	0,17	0,65	1,17	
10, 11	Верстат свердлильний	2	2,5	0,14	0,5	1,73	
8, 9	Верстат заточувальний	2	8,2	0,14	0,5	1,73	
20-23	Верстат горизонтально-фрезерний	4	8,4	0,17	0,65	1,17	
24-27	Верстат горизонтально-розточувальний	4	9,5	0,17	0,65	1,17	
18, 19	Верстат точильно-шліфувальний	2	3,6	0,14	0,5	1,73	
14-17	Вентилятор	4	4,8	0,6	0,8	0,75	
7	Кран-балка	1	15	0,1	0,5	1,73	ПВ=60%

### 1.3. Розробка принципової схеми внутріцехового електропостачання

При проектуванні розподілу електроенергії в цехах головне завдання полягає у виборі раціональної схеми мережі.

Розподіл електроенергії в цехових мережах може виконуватися за магістральною, радіальною, змішаною чи замкнутою схемою залежно від територіального розміщення навантажень, їх величини, від необхідності високого ступеня надійності живлення та інших характерних особливостей об'єкта, що проектується.

Цехові мережі розподілу електроенергії повинні:

1. Забезпечити необхідну надійність електропостачання приймачів електроенергії.
2. Бути зручними й безпечними в експлуатації.
3. Мати конструктивне виконання, що забезпечує застосування індустріальних і швидкісних методів монтажу.

									Арк.
									16
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата	ДП 2026 141				

У нашому випадку найбільш раціональний підхід – це схема електропостачання з використанням розподільчих силових пунктів. Окремі приймачі підключаються до своїх РП радіально. З одного боку, такий підхід здорожує схему, однак, при радіальному підключенні схема спрощується, значно підвищується надійність електропостачання, а також поліпшуються умови експлуатації устаткування. Тому така схема приймається в якості основної.

					ДП 2026 141	Арк.
						17
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

## 2. РОЗРАХУНОК ЕЛЕКТРИЧНИХ НАВАНТАЖЕНЬ

При розробці проекту електропостачання ділянки необхідно визначити максимальну електричну потужність, щоб забезпечити нормальну роботу об'єкта. Залежно від цього значення, що називається розрахунковим навантаженням, вибирається джерело електропостачання й все устаткування електричної мережі, що забезпечує передачу необхідної потужності: лінії, трансформатори, розподільчі пристрої. Розрахункове навантаження складається із силового й освітлювального.

### 2.1. Розрахунок силового навантаження

Розрахунок електричних навантажень від силових електроспоживачів проводимо за методом коефіцієнта максимуму –  $K_{max}$ .

З метою розрахунку складаємо відомість електричних навантажень, використовуючи перелік устаткування наведений у табл. 1.1.

Для кожного споживача знаходимо значення коефіцієнта використання –  $K_v$  та коефіцієнта потужності –  $\cos \varphi$ .

Групуємо споживачі електроенергії цеха і групи з однаковим режимом роботи, тобто з однаковим коефіцієнтом використання –  $K_v$ . Дальші розрахунки проводимо окремо для кожної групи.

Обчислюємо розрахункові навантаження:

$$P_p = P_{CM} \cdot K_{max}, \text{ кВт};$$

$$Q_p = Q_{CM}, \text{ квар, при } n_e \geq 10$$

$$Q_p = 1,1 \cdot Q_{CM}, \text{ квар, при } n_e < 10$$

де  $P_{CM}$  – середня активна потужність за максимально завантаженою зміну, кВт;

					<b>ДП 2026 141</b>			
<b>Змн.</b>	<b>Арк.</b>	<b>№ докум.</b>	<b>Підпис</b>	<b>Дата</b>				
Розроб.		Балаж В.В.			<b>2 Розрахунок електричних навантажень</b>	<b>Літ.</b>	<b>Арк.</b>	<b>Аркуші</b>
Перевір.		Копилова Л.О.					18	
Реценз.		Красюк М.І.				ННІТІ ім. акад. І.С.Гулого ЗЕЛ-5-3		
Н. Контр.								
Затверд.		Балюта С.М.						

$Q_{CM}$  – середня реактивна потужність за максимально завантажену зміну кВар;

$K_{max} = f(n_e, K_B)$  – коефіцієнт максимуму, визначається за табл. 2.1 [1];

$$n_e = \frac{(\sum_{i=1}^n P_{Hi})^2}{\sum_{i=1}^n (P_{Hi})^2}, \text{ шт.} - \text{ефективна кількість споживачів електроенергії}$$

групи

$$P_{CM} = P_H \cdot K_a, \text{ кВт}$$

$$Q_{CM} = P_{CM} \cdot tg\varphi, \text{ квар,}$$

де  $P_H$  – встановлена потужність групи споживачів, кВт;

$tg\varphi$  – відповідає середньозваженому  $\cos\varphi$  споживачів групи.

Споживачі з практично постійним графіком навантаження ( $K_B \geq 0,6$ ) групуємо в окремі групи і для них розрахункове навантаження визначаємо із співвідношення:

$$P_p = P_{CM}, \text{ кВт.}$$

Якщо в групі кількість споживачів не перевищує 3, тобто  $n < 4$ , то розрахункове навантаження даної групи визначається із співвідношення:

$$P_p = P_H, \text{ кВт}$$

Якщо в групі споживачів з кількістю  $n > 3$ , а  $n_e < 4$ , то розрахункове навантаження для такої групи визначаємо із співвідношення:

$$P_p = P_H \cdot K_\zeta, \text{ кВт}$$

де  $K_\zeta$  – коефіцієнт завантаження.

Результати розрахунків електричних навантажень цеху від силових споживачів заносимо у табл. 2.1.

Розрахунок виконуємо по методу коефіцієнта розрахункового навантаження.

Розглянемо приклад розрахунку трифазних навантажень, приєднаних до РП-1, від якого живляться наступні електроприймачі:

					ДП 2026 141	Арк.
						19
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

1-4. Напівавтомат токарний:  $K_B=0,17$ ,  $\cos\varphi=0,65$ ;  $\operatorname{tg}\varphi=1,17$ ;  $n=4$ . Номінальна потужність напівавтомату:  $P_H=9,6$  кВт.

5, 6. Верстат токарний:  $K_B=0,14$ ,  $\cos\varphi=0,5$ ;  $\operatorname{tg}\varphi=1,73$ ;  $n=2$ . Номінальна потужність верстату:  $P_H=12$  кВт.

7. Кран-балка:  $K_B=0,1$ ,  $\cos\varphi=0,5$ ;  $\operatorname{tg}\varphi=1,73$ ;  $n=1$ . Номінальна потужність кран-балки, приведена до ПВ-100 %:  $P_H=11,61$  кВт.

Послідовність обчислень зберігається.

1. Розрахунок виконується за табличною формою.

2. Вузол живлення – РП-1.

3. Визначення сумарної потужності електроприймачів:

$$\sum P_i = \sum n_i \cdot P_{ii} ,$$

де  $n_i$  – кількість відповідних електроприймачів;

$P_{ii}$  – номінальна потужність відповідних електроприймачів.

$$\sum P_i = 4 \cdot 9,6 + 2 \cdot 12 + 1 \cdot 11,61 = 74,01 \text{ кВт}.$$

4. Визначення навантаження за найбільш завантаженою зміну:

$$P_{CM} = K_B \cdot n \cdot P_H;$$

$$Q_{CM} = P_{CM} \cdot \operatorname{tg}\varphi.$$

1) Для напівавтомату токарного:

$$P_{CM} = 0,17 \cdot (4 \cdot 9,6) = 6,53 \text{ кВт};$$

$$Q_{CM} = 6,53 \cdot 1,17 = 7,64 \text{ квар}.$$

2) Для верстату токарного:

$$P_{CM} = 0,14 \cdot 2 \cdot 12 = 3,36 \text{ кВт};$$

$$Q_{CM} = 3,36 \cdot 1,73 = 5,81 \text{ квар}.$$

3) Для кран-балки:

$$P_{CM} = 0,1 \cdot 1 \cdot 11,61 = 1,16 \text{ кВт};$$

$$Q_{CM} = 1,16 \cdot 1,73 = 2,01 \text{ квар}.$$

5. Визначення групового коефіцієнта використання:

					ДП 2026 141	Арк.
						20
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

$$\hat{E}_A = \frac{\sum P_{\hat{n}i}}{\sum D_i},$$

де  $\sum P_{\hat{n}i} = 6,53 + 3,36 + 1,16 = 11,05$  кВт – сумарне змінне навантаження.

$$\hat{E}_A = \frac{11,05}{74,01} = 0,15.$$

6. Визначаємо:

$$\sum n \cdot D_i^2 = 4 \cdot 9,6^2 + 2 \cdot 12^2 + 1 \cdot 11,61^2 = 791,43 \text{ êÀ}^2$$

7. Знаходимо ефективне число приймачів:

$$n_{\hat{a}} = \frac{(\sum_1^n D_i)^2}{\sum_1^n n \cdot D_i^2} = \frac{74,01^2}{791,43} = 6,92.$$

Приймаємо ціле число  $n_e = 7$ .

8. По табл. 2.3 [1] знаходимо коефіцієнт розрахункового навантаження ( $K_p$ ) залежно від  $K_b = 0,15$  і  $n_e = 7$ ;  $K_p = 2,48$ .

9. Знаходимо розрахункове активне навантаження:

$$P_p = K_p \cdot P_{cm} = 2,48 \cdot 11,05 = 27,4 \text{ кВт.}$$

10. Знаходимо розрахункове реактивне навантаження:

$$Q_p = 1,1 \cdot Q_{cm} = 1,1 \cdot 15,46 = 17,01 \text{ квар.}$$

11. Визначення повної розрахункової потужності:

$$S_p = \sqrt{P_p^2 + Q_p^2} = \sqrt{27,4^2 + 17,01^2} = 32,25 \text{ êÀ}.$$

12. Розрахунковий струм:

$$I_p = \frac{S_p}{\sqrt{3} \cdot U_i} = \frac{32,25}{\sqrt{3} \cdot 0,38} = 49 \text{ À.}$$

Результати цього й наступних розрахунків навантажень зводяться в табл.

2.1.

Визначаємо сумарну активну, реактивну та повну потужність ділянки, а також розрахунковий струм і результати заносимо в рядок «Разом по ділянці» табл. 2.1.

					ДП 2026 141	Арк.
						21
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

Таблиця 2.1

## Розрахунок електричних навантажень

№ п/п на плані	Назва споживача	$P_{\text{н}}$ кВт	$n$ , шт	$P_{\text{н}}$ кВт	$K_{\epsilon}$	$\cos \varphi$	$\operatorname{tg} \varphi$	$P_{\text{сб}}$ кВт	$Q_{\text{сб}}$ квар	$n_{\epsilon}$	$K_p$	$P_p$ кВт	$Q_p$ квар	$S_p$ кВА	$I_p$ А
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16
<b>РП-1</b>															
1-4	Напівавтомат токарний	9,6	4	38,4	0,17	0,65	1,17	6,53	7,64						
5,6	Верстат токарний	12	2	24	0,14	0,5	1,73	3,36	5,81						
7	Кран-балка	11,61	1	11,61	0,1	0,5	1,73	1,16	2,01						
	<b>Разом</b>		<b>7</b>	<b>74,01</b>	<b>0,15</b>	<b>0,58</b>	<b>1,4</b>	<b>11,05</b>	<b>15,46</b>	<b>7</b>	<b>2,48</b>	<b>27,4</b>	<b>17,01</b>	<b>32,25</b>	<b>49</b>
<b>РП-2</b>															
8,9	Верстат заточувальний	8,2	2	16,4	0,14	0,5	1,73	10,1	11,82						
10,11	Верстат свердлильний	2,5	2	5,0	0,14	0,5	1,73	3,2	3,74						
12,13	Верстат повздовжньо-стругальний	16,2	2	32,4	0,17	0,65	1,17	6,75	7,9						
14-17	Вентилятор	4,8	4	19,2	0,6	0,8	0,75	8,4	9,83						
	<b>Разом</b>		<b>10</b>	<b>73,0</b>	<b>0,27</b>	<b>0,7</b>	<b>1,01</b>	<b>20,03</b>	<b>20,28</b>	<b>7</b>	<b>1,9</b>	<b>38,06</b>	<b>22,31</b>	<b>44,1</b>	<b>67</b>
<b>РП-3</b>															
18,19	Верстат точильно-шліфувальний	3,6	2	7,2	0,14	0,5	1,73								
20-23	Верстат горизонтально-фрезерний	8,4	4	33,6	0,17	0,65	1,17								
24-27	Верстат горизонтально-розточувальний	9,5	4	38	0,17	0,65	1,17								
	<b>Разом</b>		<b>10</b>	<b>78,8</b>	<b>0,17</b>	<b>0,64</b>	<b>1,21</b>	<b>13,18</b>	<b>15,99</b>	<b>9</b>	<b>2,08</b>	<b>27,41</b>	<b>17,59</b>	<b>32,6</b>	<b>49,5</b>
	<b>Разом по ділянці</b>											<b>92,87</b>	<b>56,91</b>	<b>109</b>	<b>166</b>
	<b>Робоче й аварійне освітлення</b>											<b>16,72</b>	<b>8,014</b>	<b>18,5</b>	<b>84,3</b>
	<b>Навантаження на шинах НН</b>											<b>109,6</b>	<b>64,92</b>	<b>127,6</b>	<b>194</b>
	<b>Втрати в трансформаторі</b>											<b>2,55</b>	<b>12,76</b>		
	<b>Навантаження на шинах ВН</b>											<b>112,2</b>	<b>77,68</b>	<b>136,5</b>	

Сумарна активна потужність

$$P_{\delta\Sigma} = P_{\delta_{\text{ДІ}-1}} + P_{\delta_{\text{ДІ}-2}} + P_{\delta_{\text{ДІ}-3}} = 27,4 + 38,06 + 27,41 = 92,87 \text{ кВт}.$$

Сумарна реактивна потужність

$$Q_{\delta\Sigma} = Q_{\delta_{\text{ДІ}-1}} + Q_{\delta_{\text{ДІ}-2}} + Q_{\delta_{\text{ДІ}-3}} = 17,01 + 22,31 + 17,59 = 56,91 \text{ кВар}.$$

Повна сумарна потужність

$$S_{\delta\Sigma} = \sqrt{P_{\delta\Sigma}^2 + Q_{\delta\Sigma}^2} = \sqrt{92,87^2 + 56,91^2} = 109 \text{ кВА}.$$

Сумарний розрахунковий струм

$$I_{\delta\Sigma} = \frac{S_{\delta\Sigma}}{\sqrt{3} \cdot U_i} = \frac{109}{\sqrt{3} \cdot 0,38} = 166 \text{ А}.$$

## 2.2. Розрахунок електроосвітлення

Метою розрахунку освітлення є:

- вибір освітлювальних приладів;
- визначення кількості світильників і їхнє розташування на ділянці.

Для визначення освітлювального навантаження застосовують метод коефіцієнта використання світлового потоку.

Метод коефіцієнта використання світлового потоку призначений для розрахунку загального рівномірного освітлення горизонтальних поверхонь і при відсутності великих затінюючих предметів.

1. Площа освітлюваного приміщення визначається по формулі

$$S = A \cdot B.$$

2. Тип світильника вибирають за довідниковими матеріалами.

3. Рівномірно розміщують світильники по площі приміщення. При розміщенні світильників необхідно дотримуватися нормативних відстаней:

- відстань між світильниками – 4-6 м;
- між рядами – 6-8 м;
- мінімальна відстань від стін – 2 м;
- на кресленні повинні бути зазначені відстані між світильниками й відстань крайніх світильників від стін приміщення;

									ДП 2026 141	Арк.
										23
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата						

- допускається на кресленні не зображувати всі світильники в ряді, а тільки перші й останні два з них, з'єднані штриховою лінією взаємозв'язку із вказівкою над нею загального числа світильників.

4. Визначають кількість світильників –  $n$ , шт.;

5. Індекс приміщення визначається по формулі:

$$i = \frac{a \cdot b}{h \cdot (a + b)},$$

де  $i$  – індекс приміщення;

$a, b$  – довжина й ширина приміщення, м;

$h$  – висота підвісу світильників, вибирається за умовами сліпучої дії.

6. Визначають коефіцієнти відбиття стін  $P_c$ , %, стелі  $P_n$ , %, робочої поверхні  $P_p$ , %, по табл. ДБН В.2.5-28:2018.

7. Визначають для прийнятого світильника значення коефіцієнта використання світлового потоку  $K_v$ , % за довідниковими матеріалами.

8. Визначають мінімальну допустиму освітленість  $E_{доп}$ , вибрану по табл. ДБН В.2.5-28:2018.

9. Визначають коефіцієнт запасу  $K_3$  за довідниковими матеріалами.

10. Світловий потік визначають по формулі

$$F = \frac{1,15 \cdot \dot{A}_i \cdot S \cdot K_c}{n \cdot K_a},$$

де  $F$  – світловий потік від світильників, лм;

$E_{доп}$  – мінімальна допустима освітленість приміщення, лк;

$S$  – площа освітлюваного приміщення, м<sup>2</sup>;

$K_3$  – коефіцієнт запасу;

$n$  – кількість світильників, шт.;

$K_v$  – коефіцієнт використання світлового потоку, виражений не у відсотках, а в частках одиниці.

11. За довідниковими матеріалами вибирають тип лампи. Світловий потік лампи не повинен відрізнятись від розрахункового значення більше, ніж на – 10...+20 %. Якщо не можливо підібрати лампу, світловий потік якої відрізнявся

									Арк.
									24
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата					

ДП 2026 141

від розрахункового в зазначених межах, необхідно змінити кількість ламп і зробити перерахунок.

12. Визначають фактичну освітленість приміщення від прийнятих ламп по формулі

$$E_{\phi} = \frac{F_{\lambda} \cdot n \cdot K_{\alpha}}{1,15 \cdot S \cdot K_{\zeta}},$$

де  $F_{\lambda}$  – світловий потік вибраної лампи, лм;

$n$  – кількість світильників, шт.;

$K_{\alpha}$  – коефіцієнт використання світлового потоку;

$S$  – площа освітлюваного приміщення, м<sup>2</sup>;

$K_{\zeta}$  – коефіцієнт запасу.

13. Отримане значення  $E_{\phi}$  має бути більше, ніж мінімальна допустима освітленість приміщення  $E_{\text{доп}}$

$$E_{\phi} \geq E_{\text{доп}}$$

14. Визначають активну й реактивну потужність освітлення по формулах:

$$P_o = \frac{n \cdot P_{\lambda} \cdot 10^{-3}}{\sqrt{3} \cdot 0,95 \cdot \eta_{\text{на}} \cdot \cos \varphi_{\text{на}}};$$

$$Q_o = P_o \cdot \text{tg} \varphi, \text{ квар},$$

де  $P_o$  – активна потужність навантаження освітлення, кВт;

$Q_o$  – реактивна потужність навантаження освітлення, квар.

15. Розраховують повну потужність і струм по формулах:

$$S_o = \sqrt{P_o^2 + Q_o^2}, \text{ кВА};$$

$$I_o = \frac{S_o}{U}, \text{ А}.$$

### 2.2.1. Розрахунок і вибір робочого освітлення

*Трансформаторна підстанція*

1. Площа освітлюваного приміщення

$$S = 6 \cdot 6 = 36 \text{ м}^2.$$

					ДП 2026 141	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		25

2. Вибираємо тип світильника відповідно до освітлюваного об'єкта ЛСП04 з люмінесцентними лампами ЛХБ-80.

3. Рівномірно розміщують світильники по площі приміщення:

$$n_{CB}=4 \text{ шт.}$$

4. Кількість світильників  $n_{CB}$  множимо на 4, оскільки у світильнику розміщені чотири лампи.

$$n=4 \cdot 4=16 \text{ шт.}$$

5. Визначають індекс приміщення

$$i_{TP} = 0,5$$

6. Вибирають коефіцієнти відбиття стін  $P_c$ , %, стелі  $P_{II}$ , %, робочої поверхні  $P_p$ , %, коефіцієнт запасу  $K_3$  за довідниковими матеріалами.

$$P_{II}=50\%; P_c=30\%; P_p=10\%, K_3 = 1,8.$$

7. Визначають для прийнятого світильника значення коефіцієнта використання світлового потоку  $K_B$ , % за довідниковими матеріалами.

$$K_B=21 \text{ \%}.$$

8. Визначають мінімальну допустиму освітленість  $E_{доп}$ , вибрану по табл. ДБН В.2.5-28:2018.

$$E_{доп} = 200 \text{ лк.}$$

9. Визначають світловий потік лампи світильників

$$F_{TP}=4435,7 \text{ лм.}$$

10. З довідникових матеріалів вибирають лампу люмінесцентну, холодного білого світла, ЛХБ-80-4 зі світловим потоком  $F_{л}=4440$  лм, потужністю  $P_{л}=80$  Вт, номінальною напругою мережі  $U_{н}=220$  В.

11. Визначають фактичну освітленість приміщення від прийнятих ламп

$$E_{фTP}=200,1 \text{ лм.}$$

12. Отримане значення  $E_{ф}$  (200,1 лк) більше, ніж мінімальна допустима освітленість приміщення  $E_{доп}$  (200 лк ).

Розрахунок для інших приміщень аналогічний і наведений у табл. 2.2.

										Арк.
										26
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата						

ДП 2026 141

## Розрахунок робочого освітлення для приміщень ділянки

Приміщення	Е <sub>доп</sub> , лк	S, м <sup>2</sup>	a, м	b, м	h, м	i	К <sub>в</sub> , %	N	F <sub>p</sub> , лм	F <sub>л</sub> , л м	Е <sub>ф</sub> , лк
ТП	200	36	6	6	6	0,5	21	4	4435,7	4440	200,1
Верстатне відділення №1	300	324	30	12	8	1,07	42	23	5207,1	5220	300,7
Верстатне відділення №2	300	360	30	12	8	1,07	42	27	4928,5	5220	317,7
Проїзд	100	180	30	6	8	0,62	25	9	4140	4440	107,2

13. Визначають активну й реактивну потужність освітлення:

$$P_o = \frac{4 \cdot 4 \cdot 80 \cdot 10^{-3}}{\sqrt{3} \cdot 0,9 \cdot 0,83 \cdot 0,95} = 1,04 \text{ кВт}$$

$$Q_o = 1,04 \cdot 0,48 = 0,5 \text{ квар;}$$

14. Обчислюють повну потужність і струм:

$$S_o = \sqrt{1,04^2 + 0,5^2} = 1,15 \text{ кВА}$$

$$I_o = \frac{1,15}{0,22} = 5,22 \text{ А}$$

### 2.2.2. Розрахунок і вибір аварійного освітлення

Аварійне освітлення призначене для освітлення приміщення під час евакуації робочого персоналу. Аварійне освітлення розташовується по проході між устаткуванням і на виході із приміщень.

Найменша допустима освітленість робочих поверхонь, що вимагають обслуговування при аварійному освітленні повинна становити не менше 5 % освітленості, нормованої для робочого освітлення при системі загального освітлення, але не менше 2 лк.

Для аварійного освітлення вибирають світильники DL-11 у кількості 12 шт. DL-11 світильники аварійного освітлення з автоматичним включенням; робота 4-5 годин.

											Арк.
											27
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата							

На даній ділянці використане аварійне освітлення комбінованого типу, а саме світильники заживлені від щита аварійного освітлення; і світильники аварійного освітлення з вбудованими акумуляторами.

Світильники заживлені від щита аварійного освітлення проводом ВВГнг перерізом 2,5 мм<sup>2</sup>.

Розрахунок потужності аварійного освітлення аналогічний розрахунку потужності робочого освітлення:

$$P_a=0,21 \text{ кВт};$$

$$Q_a=0,084 \text{ квар};$$

$$S_a=0,22 \text{ кВА};$$

$$I_a=1 \text{ А}.$$

Визначаємо сумарну активну, реактивну та повну потужність робочого і аварійного освітлення, а також розрахунковий струм і результати заносимо в колонку «Робоче і аварійне освітлення» табл. 2.1.

Сумарна активна потужність освітлення

$$\sum P_{\text{дм\bar{a}}} = \sum P_{\text{дi}} + \sum P_a = 16,51 + 0,21 = 16,72 \text{ кВт}.$$

Сумарна реактивна потужність освітлення

$$\sum Q_{\text{дм\bar{a}}} = \sum Q_{\text{дi}} + \sum Q_a = 7,93 + 0,084 = 8,014 \text{ квар}.$$

Повна сумарна потужність освітлення

$$S_{\text{д\bar{\Sigma}}} = \sqrt{P_{\text{д\bar{\Sigma}}}^2 + Q_{\text{д\bar{\Sigma}}}^2} = \sqrt{16,72^2 + 8,014^2} = 18,54 \text{ кВА}.$$

Сумарний розрахунковий струм освітлення

$$I_{\text{д\bar{\Sigma}}} = \frac{S_{\text{д\bar{\Sigma}}}}{U_i} = \frac{18,54}{0,22} = 84,3 \text{ А}.$$

### 2.3. Розрахунок навантаження на шинах низької напруги ТП

Навантаження на шинах низької напруги знаходять підсумовуванням силового й освітлювального (робочого й аварійного) навантажень:

Активна потужність на шинах НН

$$P_{\text{нн}} = P_{\text{д\bar{\Sigma}}} + \sum P_{\text{дм\bar{a}}} = 92,87 + 16,72 = 109,6 \text{ кВт}.$$

					ДП 2026 141	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		28

Реактивна потужність на шинах НН

$$Q_{\text{НН}} = Q_{\delta_{\Sigma}} + \sum Q_{\delta_{\text{ма}}} = 56,91 + 8,014 = 64,92 \text{ кВА}.$$

Повна сумарна потужність на шинах НН

$$S_{\text{НН}} = \sqrt{P_{\text{НН}}^2 + Q_{\text{НН}}^2} = \sqrt{109,6^2 + 64,92^2} = 127,64 \text{ кВА}.$$

Сумарний розрахунковий струм на шинах НН

$$I_{\text{НН}} = \frac{S_{\text{НН}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{н}}} = \frac{127,64}{\sqrt{3} \cdot 0,38} = 194 \text{ А}.$$

Результати розрахунку заносимо в табл. 2.1, рядок «Навантаження на шинах НН».

#### 2.4. Розрахунок втрат потужності в трансформаторі та навантаження на шинах високої напруги ТП

Втрати в трансформаторі визначаються по формулах

$$\Delta P = 2\% \cdot S_{\text{ТТ}} = 0,02 \cdot 127,64 = 2,55 \text{ кВт};$$

$$\Delta Q = 10\% \cdot S_{\text{ТТ}} = 0,1 \cdot 127,64 = 12,76 \text{ квар}.$$

Отримані результати заносимо в табл. 2.1, рядок «Втрати в трансформаторі».

На стороні високої напруги навантаження знаходять підсумовуванням навантаження на низькій стороні  $P_{\text{НН}}$ ,  $Q_{\text{НН}}$  і втрат у трансформаторі  $\Delta P$ ,  $\Delta Q$ .

Активна потужність на шинах ВН

$$P_{\text{ВН}} = P_{\text{НН}} + \Delta P = 109,6 + 2,55 = 112,2 \text{ кВт}.$$

Реактивна потужність на шинах ВН

$$Q_{\text{ВН}} = Q_{\text{НН}} + \Delta Q = 64,92 + 12,76 = 77,68 \text{ квар}.$$

Повна сумарна потужність на шинах НН

$$S_{\text{ВН}} = \sqrt{P_{\text{ВН}}^2 + Q_{\text{ВН}}^2} = \sqrt{112,2^2 + 77,68^2} = 136,5 \text{ кВА}.$$

Результати розрахунку заносимо в табл. 2.1, рядок «Навантаження на шинах ВН».

					ДП 2026 141	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		29

### 3. КОМПЕНСАЦІЯ РЕАКТИВНОЇ ПОТУЖНОСТІ ТА ВИБІР МІСЦЯ РОЗТАШУВАННЯ КОМПЕНСУЮЧИХ ПРИСТРОЇВ

Засобами компенсації реактивної потужності на промислових підприємствах можуть бути синхронні двигуни (СД) і батареї статичних конденсаторів (БК).

Компенсація при напрузі 6 (10) кВ може виконуватися синхронними двигунами і БК, а при напрузі 0,38 (0,66) кВ тільки БК.

Встановлення конденсаторних батарей в мережах напругою до 1000 В дозволяє знизити потужність трансформаторів цехових трансформаторних підстанцій або зменшити навантаження живлячих ліній, підключаючи конденсаторних батарей до шинопроводів або силових розподільчих пунктів.

Для штучної компенсації, яка іноді називається поперечною, використовують компенсуючі пристрої, які являються джерелом реактивної енергії ємнісного характеру.

У якості компенсуючих пристроїв для компенсації реактивної потужності приймаємо статичні конденсатори.

Оскільки, найвищий коефіцієнт використання має місце при централізованій компенсації, то конденсаторні батареї встановлюють в приміщенні трансформаторної підстанції на низькій стороні.

Коефіцієнт потужності енергосистеми з якої здійснюється електропостачання цеху становить  $\cos \varphi = 0,97$ , що відповідає значенню  $\operatorname{tg} \varphi_2 = 0,25$ .

Визначаємо  $\operatorname{tg} \varphi_1$ , який показує динамічні зміни споживання реактивної потужності:

$$\operatorname{tg} \varphi_1 = \frac{Q_{\text{н}} + \Delta Q}{P_{\text{н}} + \Delta P} = \frac{64,92 + 12,76}{109,6 + 2,55} = 0,6923.$$

					<b>ДП 2026 141</b>			
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата				
Розроб.		Балаж В.В.			<b>3. Компенсація реактивної потужності та вибір місця розташування компенсуючих пристроїв</b>	Літ.	Арк.	Аркуші
Перевір.		Копилова Л.О.					30	
Реценз.		Красюк М.І.				<i>ННІТІ ім. акад. І.С.Гулого ЗЕЛ-5-3</i>		
Н. Контр.								
Затверд.		Балюта С.М.						

Визначаємо потужність компенсуючих пристроїв

$$Q_{\text{кв}} = D_{\text{н}} \cdot (\text{tg} \varphi_1 - \text{tg} \varphi_2) = 112,2 \cdot (0,6923 - 0,25) = 49,6 \text{ квар.}$$

Номінальна потужність батарей повинна бути близька до розрахункової потужності вузла живлення, до якого підключаються БК.

Приймаємо одну регульовану конденсаторну установку типу УКРМ-0,4-50-10УЗ. УКМ – установка компенсації реактивної потужності; 0,4 – номінальна напруга; 50 – номінальна потужність установки в квар; 10 – мінімальний ступінь регулювання в квар.

Компенсуючий пристрій встановлюємо у трансформаторній підстанції і під'єднуємо його до шин низької напруги.

Загальний вигляд конденсаторної установки УКРМ-0,4-50-10УЗ показано на рис. 3.1.



Рис. 3.1. Загальний вигляд конденсаторної установки УКРМ-0,4-50-10УЗ

										ДП 2026 141	Арк.
											31
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата							

#### 4. ВИБІР ЧИСЛА ТА ПОТУЖНОСТІ ТРАНСФОРМАТОРІВ НА ТП НА ПІДСТАВІ ТЕХНІКО-ЕКОНОМІЧНОГО ПОРІВНЯННЯ ВАРІАНТІВ

Правильний вибір кількості та потужності трансформаторів на підстанціях промислових підприємств є одним із ключових аспектів оптимізації систем електроспоживання. У нормальних умовах роботи силові трансформатори мають забезпечувати живлення всіх електроспоживачів цеху.

Число трансформатрив визначається в залежності від категорії надійності електропостачання. На нашій підстанції достатньо застосувати один трансформатор, оскільки ділянка токарного цеху, яку буде жити ця підстанція, належить до III категорії надійності електропостачання.

Щоб вибрати найбільш раціональний варіант електропостачання, звичайно розглядають не менше двох варіантів числа і потужності трансформаторів на підстанції, порівнюючи їх по техніко-економічним показникам.

Вибір потужності трансформаторів проводиться виходячи із розрахункового навантаження об'єкту електропостачання, числа годин використання максимуму навантаження.

Для однострансформаторної підстації трансформатор вибирають з умови:

$$S_{\text{тр.н.}} \geq S_{\text{р}\Sigma}''$$

$$S_{\text{р}\Sigma}'' = \sqrt{(\hat{D}_{\hat{A}i})^2 + (Q_{\hat{A}i} - Q_i)^2} = \sqrt{(112,2)^2 + (77,68 - 50)^2} = 115,6 \text{ kVA}.$$

Виходячи з довідникових даних, таку умову можуть задовольнити такі варіанти трансформаторів:

- 1) I Варіант: два трансформатори потужністю  $S_{\text{тр.н.}} = 63 \text{ kVA}$ ;
- 2) II Варіант: один трансформатор потужністю  $S_{\text{тр.н.}} = 160 \text{ kVA}$ .

					<b>ДП 2026 141</b>			
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата				
Розроб.		Балаж В.В.			<b>4. Вибір числа та потужності трансформаторів на ТП на підставі техніко-економічного порівняння</b>	Лім.	Арк.	Аркушів
Перевір.		Копилова Л.О.					32	
Реценз.		Красюк М.І.				ННІТІ ім. акад. І.С.Гулого ЗЕЛ-5-3		
Н. Контр.								
Затверд.		Балюта С.М.						

## 4.1. Техніко-економічне порівняння вибраних варіантів трансформаторів

При розробці проекту промислового підприємства важливо враховувати технічні та економічні аспекти для вибору найоптимальнішого варіанту електропостачання. Технічні критерії, такі як надійність, зручність в експлуатації, довговічність та ступінь автоматизації, грають важливу роль у виборі оптимального рішення. З іншого боку, економічні параметри, такі як капітальні вкладення та щорічні експлуатаційні витрати, також мають вирішальне значення.

Технічний розрахунок потужності трансформаторів проводиться з урахуванням компенсації реактивної потужності, тоді як економічний аналіз вибору кількості та потужності трансформаторів базується на загальних показниках та умовних вартостях обладнання.

Серед ключових економічних показників є сумарні приведені затрати. Варіант з найменшими сумарними приведеними затратами при рівних умовах вважається більш ефективним.

Сумарні приведені затрати визначаються при будівництві та подальшої експлуатації з незмінними річними витратами. Це означає, що річні витрати на ремонт, обслуговування та енергію залишаються постійними протягом року у розглянутому періоді експлуатації.

Отже, аналіз техніко-економічних показників дозволяє обґрунтувати найбільш ефективний варіант електропостачання для промислового об'єкту.

### 4.1.1. Технічне порівняння варіантів

I – й варіант два трансформатори ТМ-63/10 ( $S_{\text{тр.н}} = 63$  кВА).

II – й варіант один трансформатор ТМ-160/10 ( $S_{\text{н.т}} = 160$  кВА).

Перевіряємо вибрані нами трансформатори на перевантажувальну здатність.

Час дії максимуму навантаження 2 години.

									Арк.
									33
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата					

ДП 2026 141

Для першого і другого варіанту визначаємо коефіцієнт завантаження трансформаторів за формулою:

$$\hat{E}_{\zeta} = \frac{S_{\delta\Sigma}''}{S_{i.\delta\delta}};$$

I – й варіант

$$\hat{E}_{\zeta 1} = \frac{S_{\delta\Sigma}''}{2 \cdot S_{i.\delta\delta}} = \frac{115,6}{2 \cdot 63} = 0,92.$$

II – й варіант

$$\hat{E}_{\zeta 2} = \frac{S_{\delta\Sigma}''}{S_{i.\delta\delta}} = \frac{115,6}{160} = 0,72.$$

Норма максимального допустимого навантаження на час дії максимуму навантаження становить:

для I – го варіанту –  $1,4 > 0,92$ ;

для II – го варіанту –  $1,63 > 0,72$ ;

Технічні показники першого і другого варіантів трансформаторів підходять для застосування на нашій підстанції.

Для безпосереднього електропостачання промислових об'єктів при напрузі 10/0,4 кВ найбільш широко застосовуються комплектні трансформаторні підстанції (КТП), застосовуються в постійних, а також в тимчасових електроустановках промислових підприємств, так як вони трансформаторні і прості для монтажу і демонтажу.

#### 4.1.2. Економічне порівняння варіантів

Для економічного порівняння виписуємо з довідників технічні параметри трансформаторів (табл. 4.1).

					ДП 2026 141	Арк.
						34
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

Таблиця 4.1

## Технічні параметри трансформаторів

№ n/n	Тип	S <sub>ном</sub> , кВА	U <sub>ном</sub> , кВ		Втрати, кВт		U <sub>кз</sub> , %	I <sub>х</sub> , %	Вартість К, грн
			ВН	НН	P <sub>х.х.</sub>	P <sub>к.з.</sub>			
1	ТМ – 63/10	63	10	0,4	0,23	1,3	4,5	2,4	139420
2	ТМ – 160/10	160	10	0,4	0,42	2,75	4,5	2,0	178420

Враховуючи вище зазначене, ми повинні обрати найкращий варіант із двох доступних трансформаторів.

Для цього ми проводимо розрахунки втрат електричної енергії в обох варіантах за допомогою відповідної формули:

$$\Delta W = n \cdot \left[ \left( P_{\text{д.д.}} + \hat{E}_{\text{с.д.}} \cdot \frac{2 \cdot \text{д.д.} \%}{100} \cdot S_{\text{і.дд.}} \right) \cdot \dot{O}_{\text{д}} + \hat{E}_{\text{с}}^2 \cdot \left( P_{\text{е.с.}} + \hat{E}_{\text{с.д.}} \cdot \frac{U_{\text{е.с.}} \%}{100} \cdot S_{\text{і.дд.}} \right) \cdot \tau \right], \text{ еАд} \cdot \text{аіа};$$

де n – число трансформаторів однакової потужності;

P<sub>х.х.</sub> – втрати потужності холостого ходу, кВт;

K<sub>з.в.</sub> – коефіцієнт втрати потужності електричної системи, приймаємо K<sub>зп</sub> = 0,06 кВт/квар;

I<sub>х.х.</sub> – струм холостого ходу, %;

S<sub>н.тр.</sub> – номінальна потужність трансформатора, кВА;

T<sub>д</sub> – дійсний час роботи трансформатора в рік, год;

K<sub>з</sub> – коефіцієнт завантаження трансформатора;

P<sub>к.з.</sub> – потужність короткого замикання, кВт;

U<sub>к.з.</sub> – напруга короткого замикання, %;

τ – час максимальних втрат, який визначається із графіку і залежить від T<sub>м</sub> і cos φ. В даному випадку τ = 4200 год.

Тоді, розрахунок по кожному з варіантів:

$$\Delta W_1 = 2 \cdot \left[ \left( 0,23 + 0,06 \cdot \frac{2,4}{100} \cdot 63 \right) \cdot 8760 + 0,92^2 \cdot \left( 1,3 + 0,06 \cdot \frac{4,5}{100} \cdot 63 \right) \cdot 4200 \right] = 16071 \text{ еАд} \cdot \text{аіа};$$

$$\Delta W_2 = 1 \cdot \left[ \left( 0,42 + 0,06 \cdot \frac{2,0}{100} \cdot 160 \right) \cdot 8760 + 0,72^2 \cdot \left( 2,75 + 0,06 \cdot \frac{4,5}{100} \cdot 160 \right) \cdot 4200 \right] = 12289 \text{ еАд} \cdot \text{аіа}.$$

									Арк.
									35
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата	ДП 2026 141				



## Зведені техніко-економічні розрахунки по вибору трансформаторів

№ п/п	Види витрат	Одиниці виміру	Варіант трансформатора	
			I	II
1	Тип трансформатора	-	2 x ТМ-63/10	ТМ-160/10
2	Капітальні витрати	грн.	278840	178420
3	Річні втрати електроенергії	кВт·год	16071	12289
4	Вартість річних втрат електроенергії	грн.	96426	73734
5	Амортизаційні витрати	грн.	27884	17842
6	Експлуатаційні річні витрати	грн.	124310	91576
7	Приведені річні витрати	грн.	166136	118339

Виходячи з економічного розрахунку вибираємо варіант у якого менші приведені річні витрати, яким являється II варіант, тобто на трансформаторній підстанції встановлюємо один трансформатор типу ТМ-160/10.

Загальний вигляд трансформатора ТМ-160/10, що встановлений на ТП показано на рис. 4.1.



Рис. 4.1. Загальний вигляд трансформатора ТМ-160/10

									Арк.
									37
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата	ДП 2026 141				

## 5. ВИБІР АПАРАТУРИ НИЗЬКОВОЛЬТНОЇ ЖИВИЛЬНОЇ МЕРЕЖІ

В якості захисних апаратів використовуємо автоматичні вимикачі серії ВА.

Автоматичні вимикачі забезпечують одночасно функції комутації силових кіл і захисту від перевантаження й коротких замикань. Апарати мають тепловий і електромагнітний розщеплювач.

Автоматичні вимикачі вибираються за умовами:

а) номінальний струм автомата  $I_{н.а.}$  і номінальний струм розщеплювача  $I_{н.р.}$  повинні бути більше розрахункового струму кола, що захищається у робочому режимі  $I_{НОМ}$ .

$$I_{н.а.} \geq I_{НОМ}$$

$$I_{н.р.} \geq I_{НОМ}$$

б) вставка сили струму миттєвого спрацьовування (відсічки) електромагнітного розщеплювача  $I_{ср}$  приймається по миттєвому максимальному струму лінії  $I_{МГН}$

$$I_{ср} \geq I_{МГН}$$

$$I_{ср} = K_{у(емр)} \cdot I_{н.р.}$$

де  $I_{НОМ}$  – номінальний струм електроприймача, А, визначений по формулі

$$I_{НОМ} = \frac{D_{\bar{m}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\bar{e}} \cdot \cos \varphi \cdot \eta},$$

Миттєвий максимальний струм лінії  $I_{МГН}$  визначається по формулах:

для одного електроприймача

$$I_{МГН} = 1,1 \cdot I_{пуск},$$

$$I_{пуск} = 6 \cdot I_{НОМ}$$

для групи електроприймачів, приєднаних до РП

$$I_{МГН,рп} = 1,25 \cdot (I_{пуск} + I_{рп} - K_{в} \cdot I_{НОМ})$$

					<b>ДП 2026 141</b>		
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата			
Розроб.		Балаж В.В.			Літ.	Арк.	Аркушів
Перевір.		Копилова Л.О.				38	
Реценз.		Красюк М.І.			ННІП ім. акад. І.С.Гулого ЗЕЛ-5-3		
Н. Контр.							
Затверд.		Балюта С.М.					
<b>5. Вибір апаратури низьковольтної живильної мережі</b>							

для захисту ділянки (на стороні НН трансформатора)

$$I_{\text{МГН,діл}}=1,25 \cdot (I_{\text{пуск}}+I_{\text{об}}-K_{\text{в}} \cdot I_{\text{ном}}),$$

де  $I_{\text{пуск}}$  – пусковий струм найбільш потужного електроприймача;

$I_{\text{рп}}$  – максимальний розрахунковий струм лінії групи електроприймачів;

$I_{\text{об}}$  – максимальний розрахунковий струм лінії ділянки;

$K_{\text{в}}$ ,  $I_{\text{ном}}$  – коефіцієнт використання й номінальний струм найбільш потужного електроприймача.

### 5.1. Вибір захисної апаратури для електроприймачів

*Напіваавтомат токарний* з параметрами:

- номінальною потужністю  $P_{\text{п}}=9,6$  кВт;

- коефіцієнтом потужності  $\cos\varphi=0,65$ ;

- коефіцієнт корисної дії  $\eta = 0,9$ .

Визначають номінальний, пусковий і миттєвий струм

$$I_{\text{ном}} = \frac{9,6}{\sqrt{3} \cdot 0,38 \cdot 0,65 \cdot 0,9} = 24,9 \text{ А};$$

$$I_{\text{пуск}} = 6,5 \cdot 24,9 = 162 \text{ А};$$

$$I_{\text{МГН}} = 1,1 \cdot 162 = 178 \text{ А}.$$

Відповідно до умов вибору вибирають вимикач ВА 51-25 з параметрами:

$$I_{\text{н.а.}}=25 \text{ А}; I_{\text{н.р.}}=25 \text{ А}; K_{\text{у(эмп)}}=10;$$

$$I_{\text{ср}}=K_{\text{у(эмп)}} \cdot I_{\text{н.р.}}=10 \cdot 25 = 250 \text{ А}; I_{\text{відк}}=3 \text{ кА}.$$

$$I_{\text{ср}} \geq I_{\text{МГН}}=250 > 178 \text{ А}.$$

Розрахунок захисної апаратури для інших електроприймачів аналогічний і наведений нижче в табл. 5.1.

					ДП 2026 141	Арк.
						39
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

Таблиця 5.1

## Розрахунок захисної апаратури для електроприймачів

№ п/п на плані	Найменування	$P_n$ , кВт	$I_{ном}$ , А	$I_{пуск}$ , А	$I_{мгн}$ , А	Тип ВА	$I_{н.а}$ , А	$I_{н.р.}$ , А	$K_{уе}$	$K_{ут}$	$I_{ср}$ , А	$I_{відк}$ , кА
1-4	Напівавтомат токарний	9,6	24,9	162	178	51-25	25	25	10	1,35	250	3
5,6	Верстат токарний	12	40,5	263	290	51-31	100	50	7	1,35	350	6
7	Кран-балка	11,61	39,2	255	280	51-31	100	50	7	1,35	250	6
8,9	Верстат заточувальний	8,2	27,7	180	198	51-31	100	31,5	7	1,35	220,5	6
10,11	Верстат свердлильний	2,5	8,4	55	60	51-25	25	10	7	1,35	70	2,5
12,13	Верстат повздовжньо-стругальний	16,2	42	273	300	51-31	100	50	7	1,35	250	6
14-17	Вентилятор	4,8	10,1	66	72	51-25	25	12,5	7	1,35	87,5	2,5
18,19	Верстат точильно-шліфувальний	3,6	12,2	79	87	51-25	25	12,5	7	1,35	87,5	2,5
20-23	Верстат горизонтально-фрезерний	8,4	21,8	142	156	51-25	25	25	10	1,35	250	3
24-27	Верстат горизонтально-розточувальний	9,5	24,7	160	176	51-25	25	25	10	1,35	250	3

## 5.2. Вибір захисної апаратури для розподільчих пунктів

Для прикладу розглянемо вибір захисної апаратури для РП-2

З табл. 2.1 струм РП-2

$$I_{рп2} = 67 \text{ А.}$$

Електроприймач даного розподільчого пункту з найбільшою потужністю –  
Верстат повздовжньо-стругальний:

$$P_{п} = 16,2 \text{ кВт}; K_{в}=0,17; \cos\varphi=0,65;$$

Для даного електроприймача

$$I_{ном} = 42 \text{ А}; I_{пуск} = 273 \text{ А}$$

$$I_{мгн.рп} = 1,25 \cdot (273 + 67 \cdot 0,17 \cdot 42) = 416 \text{ А}$$

Для вимикача ВА 51-31

$$I_{н.а.} = 100 \text{ А}; I_{н.р.} = 80 \text{ А}; K_{у(емр)} = 7; K_{у(тр)} = 1,25; I_{ср} = 560 \text{ А}; I_{відкл} = 7 \text{ кА}$$

Розрахунок захисної апаратури для розподільчих пунктів аналогічний і наведений у табл. 5.2.

Таблиця 5.2

Розрахунок захисної апаратури для розподільчих пунктів

Номер РП	$I_{рп}$ , А	$I_{пуск}$ , А	$I_{мгн.}$ , А	Тип ВА	$I_{н.а.}$ , А	$I_{н.р.}$ , А	$K_{уе}$	$K_{ут}$	$I_{ср}$ , А	$I_{відкл}$ , кА
1	49	263	383	51-31	100	63	7	1,25	441	6
2	67	273	416	51-31	100	80	7	1,25	560	7
3	49,5	160	257	51-31	100	63	7	1,25	441	6

## 5.3. Вибір захисної апаратури для ремонтної ділянки

З табл. 2.1 визначають максимальний струм на шинах низької напруги (ШНН)

$$I_{м} = 194 \text{ – сумарний струм цеху, А.}$$

$$I_{мгн.діл} = 575 \text{ А}$$

Для вимикача ВА 55-37

$$I_{н.а.} = 250 \text{ А}; I_{н.р.} = 200 \text{ А}; K_{у(емр)} = 3; K_{у(тр)} = 1,25; I_{ср} = 600 \text{ А}; I_{відкл} = 20 \text{ кА.}$$

					ДП 2026 141	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		41

Вибираємо автоматичний вимикач для приєднання конденсаторної установки.

Визначаємо номінальний струм конденсаторної установки за формулою:

$$I_{\text{ном}} = \frac{Q_{\text{ЕО}}}{\sqrt{3} \cdot U_i} = \frac{50}{\sqrt{3} \cdot 0,38} = 76 \text{ А.}$$

Вибираємо автоматичний вимикач типу ВА 51-31 з

$$I_{\text{ном}} = 80 \text{ А; } I_{\text{макс}} = 100 \text{ А.}$$

Загальний вигляд автоматичних вимикачів, що використовуються в схемі електропостачання ремонтної ділянки токарного цеху зображено на рис. 5.1.



а)



б)



в)

Рис. 5.1. Загальний вигляд автоматичних вимикачів, що використовуються у схемі електропостачання ремонтної ділянки токарного цеху:

а – ВА 51-25; б – ВА 51-31; в – ВА 51-37

Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата

ДП 2026 141

Арк.

42



## 6. ВИБІР НИЗЬКОВОЛЬТНИХ ЕЛЕМЕНТІВ РОЗПОДІЛЬЧОЇ МЕРЕЖІ

До елементів розподільчої мережі відносяться: розподільчі пункти, провідниковий матеріал.

### 6.1. Вибір розподільчих пристроїв

В якості розподільчих пристроїв використовуємо розподільчі шафи типу ПР 85.

Розподільчі шафи вибирають із довідникових даних відповідно до умов:

1) номінальний струм розподільчої шафи  $I_{н.ш.}$  повинен бути більшим або рівним струму, що споживаються електроприймачами, приєднаними до нього.

$$I_{н.ш.} \geq I_{м \text{ РП}};$$

2) розподільча шафа має забезпечувати потрібну кількість приєднань для електроприймачів.

*РП-1*

З таблиці 2.1:

- максимальний розрахунковий струм РП-1  $I_{рп-1} = 49 \text{ А}$ ;
- приєднано 7 трифазних електроприймачів.

Вибирають шафу ПР85 схема № 029 з параметрами  $I_{н.ш.} = 250 \text{ А}$ , кількість трифазних приєднань – 10.

*Таблиця 6.1*

*Вибір розподільчих пристроїв*

№ РП	$I_{рп}$ , А	Тип шафи	Схема	$I_{нш}$ , А	Кількість 3-ф приєднань	
					$N_{еп}$	$n_{пр}$
1	49	ПР85	029	250	8	10
2	67	ПР85	029	250	8	10
3	49,5	ПР85	029	250	8	10

					<b>ДП 2026 141</b>		
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата			
Розроб.	Балаж В.В.				Лім.	Арк.	Аркуші
Перевір.	Копилова Л.О.					44	
Реценз.	Красюк М.І.				ННІТІ ім. акад. І.С.Гулого ЗЕЛ-5-3		
Н. Контр.							
Затверд.	Балюта С.М.						
					<b>6. Вибір низьковольтних елементів розподільчої мережі</b>		

Загальний вигляд силового пункту типу ПР85 показано на рис. 6.1.



Рис. 6.1. Загальний вигляд розподільчого пункту серії ПР85

## 6.2. Вибір ліній електропостачання

Прокладка кабельних ліній здійснюється в трубах.

За умовами прокладки (нормальне середовище) задовольняють кабелі марки ВВГнг для лінії від шинопровода до розподільчого пункту й виконання електропостачання від розподільчого пункту до електроприймача, відомості про кабелі ВВГнг беруть із таблиць довідникових матеріалів.

Умови вибору проводів і кабелів:

1) номінальний струм електроприймача ( $I_{\text{ном}}$ ) має бути менше, ніж допустимий струм провідникового матеріалу ( $I_{\text{доп}}$ );

2) спад напруги не повинен перевищувати  $\pm 5\%$ .

Спад напруги визначається по формулі

$$\Delta U = \sqrt{3} \cdot I_{\text{ном}} \cdot L \cdot (r_0 \cos \varphi + x_0 \sin \varphi) / U_{\text{н}}$$

де  $I_{\text{ном}}$  – номінальний струм електроприймача, А;

$L$  – довжина провідникового матеріалу, м;

$r_0, x_0$ , – активний, реактивний опір проводу, мОм/м;

									Арк.
									45
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата					

ДП 2026 141

$\cos\varphi; \sin\varphi = \sqrt{1 - \cos^2\varphi}$  – параметр електроприймача;

При виборі кабелю для РП значення  $\cos\varphi$  і  $\sin\varphi$  розраховуються по формулах  $\cos\varphi = P/S$ ;  $\sin\varphi = Q/S$ ; значення потужностей беруть із табл. 2.1.

### 6.2.1. Вибір ліній електропостачання електроприймачів

*Напівавтомат токарний*

Номінальний струм електроприймача  $I_{\text{ном}} = 24,9$  А;

За довідниковими даними вибирають провід ВВГнг 4х2,5 із допустимим струмом  $I_{\text{доп}} = 34$  А.

По довідникоюим матеріалам визначають активний і реактивний опір для даного проводу  $r_0 = 7,4$  мОм/м,  $x_0 = 0,116$  мОм/м;

Довжина проводу від розподільчого пункту до електроприймача  $L = 10$  м.

$\cos\varphi = 0,65$   $\sin\varphi = 0,76$  – параметри електроприймача;

Визначають спад напруги  $\Delta U$ :

$$\Delta U = \sqrt{3} \cdot 24,9 \cdot 10 \cdot \frac{7,4 \cdot 0,65 + 0,116 \cdot 0,76}{380} = 0,6 \%$$

$$I_{\text{ном}} \leq I_{\text{доп}}$$

Вибір і розрахунок ліній електропостачання для інших електроприймачів аналогічний і наведений у табл. 6.2.

Таблиця 6.2

#### *Вибір і розрахунок ліній електропостачання електроприймачів*

№	Найменування ЕП	$I_{\text{ном}}$ , А	Переріз, мм <sup>2</sup>	$I_{\text{доп}}$ , А	$r_0$ , мОм/м	$x_0$ , мОм/м	$\cos\varphi$	$\sin\varphi$	L, м	$U_n$ , В	$\Delta U$ , %
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
1	Напівавтомат токарний	24,9	4х2,5	34	7,4	0,116	0,65	0,76	10	380	0,6
2	Напівавтомат токарний	24,9	4х2,5	34	7,4	0,116	0,65	0,76	7	380	0,4
3	Напівавтомат токарний	24,9	4х2,5	34	7,4	0,116	0,65	0,76	8	380	0,4
4	Напівавтомат токарний	24,9	4х2,5	34	7,4	0,116	0,65	0,76	5	380	0,3

					ДП 2026 141						Арк.
											46
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата							

Продовження табл. 6.2

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
5	Верстат токарний	40,5	4x4	47	4,63	0,107	0,5	0,87	8	380	0,4
6	Верстат токарний	40,5	4x4	47	4,63	0,107	0,5	0,87	4	380	0,2
7	Кран-балка	39,2	4x4	47	4,63	0,107	0,5	0,87	23	380	1
8	Верстат заточувальний	27,7	4x2,5	34	7,4	0,116	0,5	0,87	7	380	0,3
9	Верстат заточувальний	27,7	4x2,5	34	7,4	0,116	0,5	0,87	6	380	0,3
10,11	Верстат свердлильний	8,4	4x1,5	26	12,3	0,126	0,5	0,87	11	380	0,3
12,13	Верстат повздовжньо-стругальний	42	4x4	47	4,63	0,107	0,65	0,76	5	380	0,3
14-16	Вентилятор	10,1	4x1,5	26	12,3	0,126	0,8	0,6	8	380	0,4
17	Вентилятор	10,1	4x1,5	26	12,3	0,126	0,8	0,6	9	380	0,4
18	Верстат точильно-шліфувальний	12,2	4x1,5	26	12,3	0,126	0,5	0,87	9	380	0,3
19	Верстат точильно-шліфувальний	12,2	4x1,5	26	12,3	0,126	0,5	0,87	14	380	0,5
20	Верстат горизонтально-фрезерний	21,8	4x1,5	26	12,3	0,126	0,65	0,76	5	380	0,4
21	Верстат горизонтально-фрезерний	21,8	4x1,5	26	12,3	0,126	0,65	0,76	4	380	0,3
22	Верстат горизонтально-фрезерний	21,8	4x1,5	26	12,3	0,126	0,65	0,76	6	380	0,5
23	Верстат горизонтально-фрезерний	21,8	4x1,5	26	12,3	0,126	0,65	0,76	9	380	0,7
24	Верстат горизонтально-розточувальний	24,7	4x1,5	26	12,3	0,126	0,65	0,76	13	380	1,2
25	Верстат горизонтально-розточувальний	24,7	4x1,5	26	12,3	0,126	0,65	0,76	11	380	1
26	Верстат горизонтально-розточувальний	24,7	4x1,5	26	12,3	0,126	0,65	0,76	10	380	0,9
27	Верстат горизонтально-розточувальний	24,7	4x1,5	26	12,3	0,126	0,65	0,76	11	380	1

Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата

ДП 2026 141

Арк.

47

## 6.2.2. Вибір ліній електропостачання розподільчих пунктів

РП-1

Максимальний струм РП-1 і коефіцієнт потужності з табл. 2.1:

$$I_{\text{рп-1}} = 49 \text{ А}; \cos\varphi = 0,85; \sin\varphi = 0,53.$$

Від щитової до РП-1 довжина кабелю  $L = 22\text{м}$ .

По довідниковим матеріалам вибирають кабель ВВГнг 4х6 із допустимим струмом  $I_{\text{доп}} = 54 \text{ А}$ .

З довідкових даних для кабелю ВВГнг 4х6 активний і реактивний опір  $r_0 = 3,09 \text{ мОм/м}$ ,  $x_0 = 0,1 \text{ мОм/м}$ ;

Визначають спад напруги  $\Delta U$

$$\Delta U = \sqrt{3} \cdot 49 \cdot 22 \cdot \frac{3,09 \cdot 0,85 + 0,1 \cdot 0,53}{380} = 1,3 \%$$

Загальний вигляд кабелю, що використовується в розподільчій мережі ремонтної ділянки токарного цеху показано на рис. 6.2.

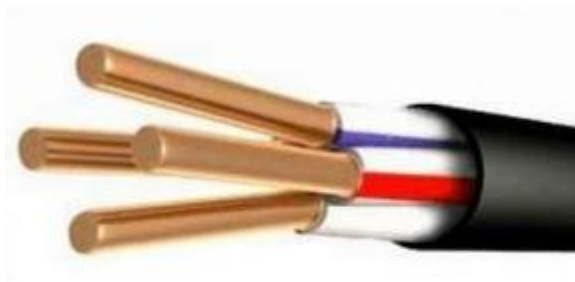


Рис. 6.2. Загальний вигляд кабелю марки ВВГнг-0,6/1 з мідними жилами

Таблиця 6.3

Вибір і розрахунок лінії електропостачання РП

№ РП	I, А	Переріз, мм <sup>2</sup>	I <sub>доп</sub> , А	r <sub>0</sub> , мОм/м	x <sub>0</sub> , мОм/м	cosφ	sinφ	L, м	U <sub>н</sub> , В	ΔU, %
1	49	4х6	54	3,09	0,1	0,85	0,53	22	380	1,3
2	67	4х10	72	1,84	0,099	0,86	0,5	33	380	1,6
3	49,5	4х6	54	3,09	0,1	0,84	0,54	23	380	1,4

					ДП 2026 141					Арк.
										48
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата						

### 6.2.3. Вибір шинопроводу

Шинопровід вибирається по допустимому струму, тобто допустимий струм шинопровода повинен бути більше, ніж струм навантаження. Максимальний струм ШНН визначають по табл. 2.1.

$$I_{\max} = 194 \text{ А.}$$

Вибираємо шинопровід по довідниковим матеріалам ШРА-250 (шинопровід розподільчий алюмінієвий) з  $I_{\text{ш}} = 250\text{А}$ ,  $r_0 = 0,15 \text{ мОм/м}$ ,  $x_0 = 0,17\text{мОм/м}$ ;  $r_{0п} = 0,3\text{мОм/м}$ ,  $x_{0п} = 0,24\text{мОм/м}$ ;  $z_0 = 0,38\text{мОм/м}$ .

### 6.2.4. Вибір тролейних ліній

Тролейні проводи застосовуються в кранових вантажопідйомних механізмах. Двигуни кранів працюють у повторно-короткочасному режимі з низьким коефіцієнтом використання.

Розрахунок тролейних ліній, де в якості матеріалу застосовується кутова сталь, може бути виконаний методом, що зводиться до вибору розмірів кутової сталі, що задовольняють умовам нагрівання й допустимій втраті напруги.

Тролейна лінія вибирається за умовами:

1) піковий струм кранових двигунів,  $I_{\text{пик}}$ , А, повинен бути менше, ніж допустимий струм провідника, у якості якого вибрана кутова сталь,  $I_{\text{ном}}$  у, А.

$$I_{\text{пик}} \leq I_{\text{ном}}$$

2) втрати напруги при використанні кутової сталі не повинні перевищувати 10 %.

$$\Delta U \leq 10\%$$

Піковий струм кранових двигунів,  $I_{\text{пик}}$ , А, визначається по формулі

$$I_{\text{пик}} = I_{\text{пуск}} + (I_{\text{макс}} - I_{\text{ном}})$$

де  $I_{\text{ном}}$  – номінальний струм найбільш потужного кранового двигуна, А;

$I_{\text{пуск}}$  – пусковий струм кранового двигуна, А;

$I_{\text{макс}}$  – максимальний струм активного навантаження, А.

Номінальний струм кранового двигуна,  $I_{\text{ном}}$ , А.

										Арк.
										49
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата						

$$I_{\text{НОМ}} = \frac{P_{\text{ПВ}} \cdot \sqrt{\frac{\text{ПВ}}{100}}}{\sqrt{3} \cdot U \cdot \cos\varphi}$$

де  $P_{\text{ПВ}}$  – потужність кранового двигуна в повторно – короткочасному режимі, кВт;

$\text{ПВ}$  – коефіцієнт короткочасності, %;

$U$  – напруга мережі, 380 В;

$\cos\varphi$  – коефіцієнт потужності кранового двигуна (для кранів малої вантажопідйомності  $\cos\varphi = 0,45 \div 0,5$ ; для кранів великої вантажопідйомності -  $\cos\varphi = 0,6$ ).

Пусковий струм кранового двигуна,  $I_{\text{пуск}}$ , А, визначається від чотирьох до п'яти номінальних струмів кранового двигуна

$$I_{\text{пуск}} = (4 - 5) \cdot I_{\text{НОМ}}$$

Максимальний струм активного навантаження визначається

$$I_{\text{макс}} = \frac{\sqrt{(P_{\text{ІА}} \cdot k)^2 + (P_{\text{АА}} \cdot \text{tg}\varphi)^2}}{\sqrt{3} \cdot U}$$

$P_{\text{ПВ}}$  – потужність кранового двигуна в повторно – короткочасному режимі, кВт,  $P_{\text{ДВ}} = P_{\text{ПВ}} \cdot \sqrt{\frac{\text{ІА}}{100}}$  – потужність кранового двигуна в тривалому режимі, кВт;  $k$  – коефіцієнт попиту, визначається по рис. 6.3 в залежності від режиму роботи і числа двигунів  $n_{\text{д}}$ , встановлених на крані;

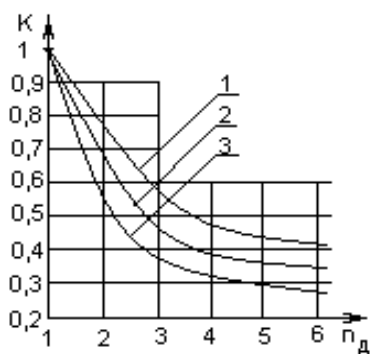


Рис. 6.3. Коефіцієнт попиту  $k$  для кранових установок залежно від режиму роботи:

- 1 - важкий,
- 2 - середній,
- 3 - легкий.

Втрата напруги визначається по формулі

$$\Delta U = m \cdot I_{\text{макс}} \cdot k_3 \cdot L$$

									Арк.
									50
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата					

де  $m$  – питома втрата напруги, що залежить від розмірів кутової сталі і її номінального струму;

$I_{\max}$  – максимальний струм активного навантаження, А;

$k_3$  – коефіцієнт завантаження, при живленні від однієї тролейної лінії одного крана  $k_3 = 1$ , при живленні двох кранів  $k_3 = 0,8$ , при трьох  $k_3 = 0,7$ ;

$L$  – довжина тролей, визначається по плануванню ділянки, м.

$$I_{\text{ном}} = 35,3 \text{ А};$$

$$I_{\text{пуск}} = 4,5 \cdot 35,3 = 158,9 \text{ А};$$

$$I_{\max} = \frac{\sqrt{(15 \cdot 0,65)^2 + (1,55 \cdot 1,73)^2}}{\sqrt{3} \cdot 0,38} = 15,4 \text{ А};$$

$$I_{\text{пік}} = 158,9 + (15,4 - 35,3) = 139 \text{ А};$$

По таблицям довідникових матеріалів вибирають  $I_{\text{ному}} = 150 \text{ А}$ ,  $m = 0,15 \%$ , розмір кутової сталі 25x25x3 мм. Втрати напруги визначаються по формулі:

$$\Delta U = m \cdot I_{\max} \cdot k_3 \cdot L$$

$$\Delta U = 0,15 \cdot 1 \cdot 15,4 \cdot 58,5 = 1,6 \%$$

Визначають струм підживлення по формулі:

$$I_{\text{п.л}} = I_{\text{пік}} - I_{\max}$$

$$I_{\text{п.л}} = 139 - 15,4 = 123,6 \text{ А}$$

Визначають співвідношення  $\gamma$  максимального струму активного навантаження  $I_{\max}$  і струм підживлення в стрічці  $I_{\text{п.л}}$  по формулі

$$\gamma = I_{\max} / I_{\text{п.л}}$$

$$\gamma = 15,4 / 123,6 = 0,125$$

по таблицям довідникових матеріалів вибирають розмір алюмінієвої стрічки 20x3.

					ДП 2026 141	Арк.
						51
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

## 7. РОЗРАХУНОК СТРУМІВ КОРОТКОГО ЗАМИКАННЯ

### 7.1. Розрахунок струмів короткого замикання на високій стороні

Основною причиною порушення нормального режиму роботи системи електропостачання є виникнення короткого замикання в мережі або в елементах електрообладнання в наслідок пошкодження ізоляції чи помилкових дій обслуговуючого персоналу.

Для зниження збитків і швидкого відновлення нормального режиму роботи системи електропостачання необхідно правильно визначити струми короткого замикання і за ними перевірити електрообладнання, захисну апаратуру і засоби обмеження струмів короткого замикання.

Для визначення струмів КЗ складаємо розрахункову схему (рис. 7.1, а) і схему заміщення (рис. 7.1, б).

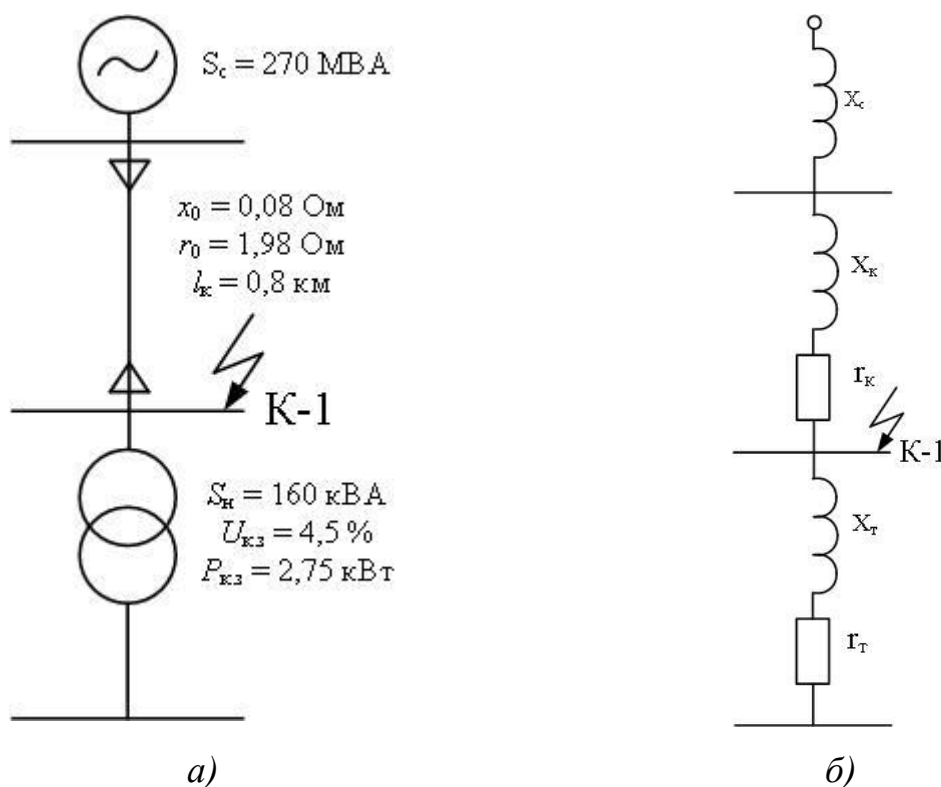


Рис. 7.1. Схеми розрахунку струмів короткого замикання на високій стороні

					ДП 2026 141		
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата			
Розроб.		Балаж В.В.			Літ.	Арк.	Аркуші
Перевір.		Копилова Л.О.				52	
Реценз.		Красюк М.І.			ННІПІ ім. акад. І.С.Гулого ЗЕЛ-5-3		
Н. Контр.							
Затверд.		Балюта С.М.					
<b>7. Розрахунок струмів короткого замикання</b>							



Знаходимо повну потужність короткого замикання для точки К1:

$$S_{K.3.K1} = \sqrt{3} \cdot U_n \cdot I_{K.3.K1} = \sqrt{3} \cdot 10 \cdot 3,2 = 55,4 \text{ МВА.}$$

## 7.2. Розрахунок струмів короткого замикання на стороні 0,4 кВ

Особливості розрахунку струмів короткого замикання в мережі 0,4 кВ:

1. Всі розрахунки ведуть в іменованих одиницях, опори елементів схеми заміщення враховують у мОм.
2. Враховуються не тільки індуктивні, але й активні опори елементів.
3. Враховуються опори контактних з'єднань, котушок розщеплювачів автоматичних вимикачів тощо.
4. При визначенні мінімального значення струму короткого замикання враховують опори дуги в місці короткого замикання.

Розраховуючи струми короткого замикання (КЗ) необхідно: скласти розрахункову схему електропостачання ділянки й схему заміщення електричних елементів.

Для визначення струмів КЗ використовують наступні співвідношення:

а) 3-фазного, кА

$$I_K^{(3)} = \frac{U_{\text{л}}}{\sqrt{3} Z_K},$$

де  $U_{\text{л}}$  – лінійна напруга в точці КЗ, кВ;

$Z_K$  – повний опір до точки КЗ, Ом.

б) 2-фазного, кА

$$I_K^{(2)} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot I^{(3)} = 0,87 \cdot I^{(3)}$$

в) 1-фазного, кА

$$I_K^{(1)} = \frac{U_{\text{ф}}}{Z_{\text{п}} + \frac{Z_{\text{Т}}}{3}}, \text{ кА}$$

де  $U^{(1)}$  – фазна напруга в точці КЗ, кВ;

$Z_{\text{п}}$  – повний опір петлі до точки КЗ, Ом;

$Z_{\text{Т}}^{(1)}$  – повний опір трансформатора однофазному КЗ, Ом.

									ДП 2026 141	Арк.
										54
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата						

г)  $K_y$  – ударний коефіцієнт, визначається за графіком довідникових матеріалів

$$K_y = F \left( \frac{R_k}{X_k} \right)$$

де  $R_k, X_k$  – сумарний активний і реактивний опір до точки КЗ.

д) діюче значення ударного струму, кА:

$$I_y = q I_k^{(3)}$$

де  $q$  – коефіцієнт діючого значення ударного струму.

$$q = \sqrt{1 + 2(\hat{E}_o - 1)^2}$$

Активний  $R_{л}$  і реактивний  $X_{л}$  опори, визначаються по формулах

$$R_{л} = r_o \cdot L$$

$$X_{л} = x_o \cdot L,$$

де  $r_o, x_o$  – питомий активний і реактивний опори лінії, мОм;

$L$  – довжина лінії, м.

					ДП 2026 141	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		55

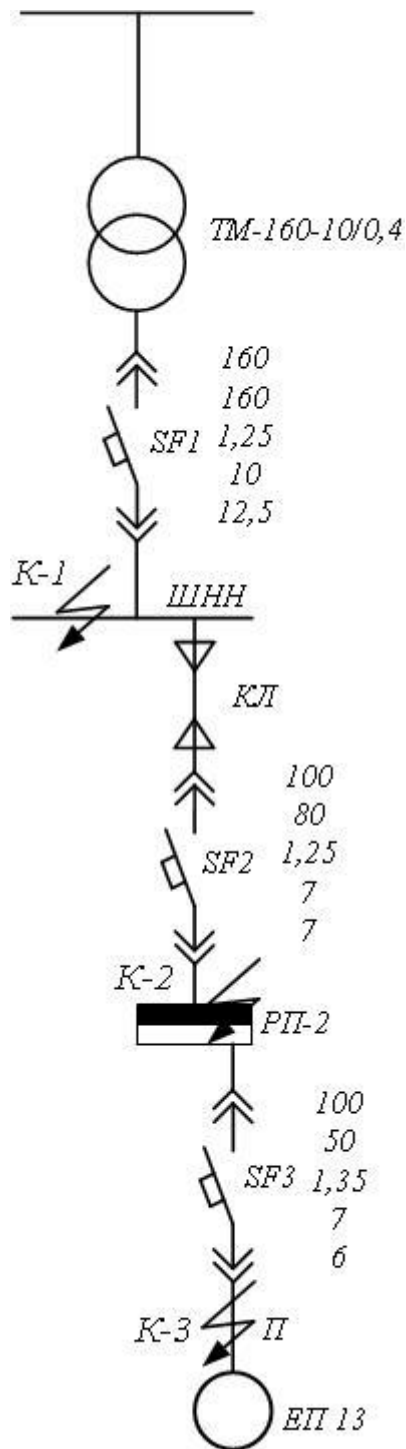


Рис. 7.2. Схема для розрахунку трифазного струму короткого замикання на низькій стороні

Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата

ДП 2026 141

Арк.

56





Зведена таблиця струмів короткого замикання на низькій стороні

№ п/п	$R_K$ , МОм	$X_K$ , МОм	$Z_K$ , МОм	$Z_{КП}$ , МОм	$I^{(3)}$ , кА	$I^{(2)}$ , кА	$I^{(1)}$ , кА
K1	33,3	42,4	53,9	15	4,1	3,87	1,2
K2	118,5	48,2	128,3	156,1	1,71	1,47	0,69
K3	149,5	53,2	158,4	202,1	1,09	0,94	0,6

					ДП 2026 141	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		59

## 8. ВИБІР ЕЛЕКТРООБЛАДНАННЯ НА СТОРОНІ ВИСОКОЇ НАПРУГИ

### 8.1. Вибір провідників напругою 10 кВ

Провідники будь-якого призначення повинні задовольняти вимоги тривало допустимого їх нагрівання струмами як нормального, так і максимального режиму. У зв'язку із цим переріз провідників вибирають за економічно вигідною густиною струму для нормального режиму роботи електроустановки та перевіряють за граничною тривало допустимою температурою  $t_{\text{доп}}$  поверхні провідника при максимальному режимі. Економічно вигідний переріз провідника,  $\text{мм}^2$

$$S_{\text{ек}} = \frac{I_{\text{н}}}{j_{\text{ек}}},$$

де  $I_{\text{н}}$  – струм нормального робочого режиму, А;  $j_{\text{ек}}$  – нормоване значення економічно вигідної густини струму, А/мм<sup>2</sup>. Розрахунковий економічно вигідний  $S_{\text{ек}}$  заокруглюється до найближчого більшого або меншого стандартного перерізу  $S_{\text{ст}}$ , мм<sup>2</sup>.

Слід зауважити, що умовам вибору перерізу провідників за економічно вигідною густиною струму не підлягають

- збірні шини електроустановок та ошиновка в межах відкритих і закритих розподільчих пристроїв усіх напруг (а вибирається за нагрівом);
- мережі промислових підприємств і мережі напругою до 1 кВ при  $T_{\text{макс}}$  до 4000...5000 год в рік;
- мережі тимчасових споруд;
- мережі освітлення промислових підприємств, житлових і громадських будинків тощо.

					<b>ДП 2026 141</b>		
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата			
Розроб.		Балаж В.В.			Літ.	Арк.	Аркушів
Перевір.		Копилова Л.О.				60	
Реценз.		Красюк М.І.			ННІТІ ім. акад. І.С.Гулого ЗЕЛ-5-3		
Н. Контр.							
Затверд.		Балюта С.М.					

**8. Вибір  
електрообладнання на  
стороні високої напруги**

Перевірка вибраного стандартного перерізу  $S_{ст}$  за граничною тривало допустимою температурою при максимальному режимі провадиться для всіх видів провідників: шин, кабелів, проводів. Тривало допустима максимальна температура  $t_{доп}$  провідників нормується або умовою підвищеного окислення контактних з'єднань для неізольованих провідників, або умовою швидкого старіння ізоляції для ізольованих провідників. З урахуванням максимальних тривало-допустимих температур навколишнього середовища для  $t_{опт.с}$  (для повітря 25 °С, для землі та води 15 °С) для різних видів провідників стандартного перерізу та їх ізоляції експериментально отримані максимальні значення тривало-допустимих струмів  $I_{доп}$ .

Провідник задовольняє умові нагрівання його до тривало допустимої температури при максимальному режимі, якщо виконується залежність

$$K_{нав} \cdot I_{доп} \geq I_{макс},$$

де  $K_{нав}$  – допустимий коефіцієнт навантаження в максимальному режимі, більший за одиницю.

Для шин, неізольованих проводів, а також кабельних ліній напругою 20...35 кВ  $K_{нав} = 1$ , тобто їх перевантаження в максимальному режимі недопустиме і має виконуватись умова

$$I_{доп} \geq I_{макс}.$$

Для кабелів напругою до 10 кВ з паперовою просоченою маслом ізоляцією, які частину доби мають навантаження менше за номінальне, може допускатись тимчасове перевантаження.

При протіканні струмів КЗ збільшуються втрати електроенергії в провідниках і контактах, що призводить до їх підвищеного, нагріву. Нагрів може прискорити старіння і руйнування ізоляції, викликати зварювання і вигорання контактів, втрату механічної міцності шин і проводів і т.п. Провідники і апарати повинні без ушкоджень переносити на протязі заданого розрахункового часу нагрів струмами КЗ, тобто повинні бути термічно стійкими.

Протікання струмів короткого замикання супроводжується також значними електродинамічними зусиллями між провідниками. Якщо не прийняти належних

										Арк.
										61
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата	ДП 2026 141					

заходів, то під дією цих зусиль струмоведучі частини і їх ізоляція можуть бути зруйновані. Струмоведучі частини, апарати і електричні машини повинні бути сконструйовані таким чином, щоб витримати, без ушкоджень зусилля, які виникають при КЗ, тобто повинні відповідати умові електродинамічної стійкості.

Номінальне та максимальне значення струму на високій стороні:

$$I_{\text{н}} = \frac{S_{\text{м.д}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{м}}} = \frac{160}{\sqrt{3} \cdot 10} = 9,24 \text{ А};$$

$$I_{\text{макс}} = \frac{1,4 \cdot S_{\text{м.д}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{м}}} = \frac{1,4 \cdot 160}{\sqrt{3} \cdot 10} = 12,9 \text{ А}.$$

Економічно вигідний переріз кабельної лінії:

$$F_{\text{д}} = \frac{9,2}{1,4} = 6,6 \text{ мм}^2.$$

За обчисленим перерізом кабельної лінії приймаємо найближчий стандартний переріз жили кабеля  $S_{\text{ст}} = 35 \text{ мм}^2$  (АПВЭП – 10 – 3х35,  $I_{\text{доп}} = 125 \text{ А}$ ).

Перевіряємо кабель на термічну стійкість до впливу струмів КЗ:

$$F_{\text{мін}} = \frac{\sqrt{\hat{A}_{\text{е}}}}{C},$$

де тепловий імпульс:

$$\hat{A}_{\text{е}} = (I_{\text{н}}^{\text{н}})^2 \cdot (\tau_{\text{ЕС}} + \tau_{\text{а}}^{\text{н}}),$$

$$\hat{A}_{\text{е}}^{\text{н}} = 3,2^2 \cdot (0,6 + 0,01) = 6,25 \text{ еА}^2 \cdot \text{с},$$

Отже,

$$F_{\text{мін}} = \frac{\sqrt{6,25 \cdot 10^6}}{88} = 28,4 \text{ мм}^2.$$

Тоді остаточно, приймаємо кабель з алюмінієвою струмопровідною жилою, ізоляцією із зшитого поліетилену, екраном із мідних дротів з подовжньою герметизацією та зовнішньою оболонкою з поліетилену типу АПВЭП – 10 – 3х35,  $I_{\text{доп}} = 125 \text{ А}$ .

Світові тенденції розвитку кабельних енергорасподільчих мереж середньої напруги протягом останніх десятиліть спрямовані на впровадження кабелів з теплостійкою екструдированою ізоляцією (зшитий поліетилен і етиленпропиленова гума) і заміну ними кабелів з паперовою просоченою

										Арк.
										62
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата	ДП 2026 141					

ізоляцією. В даний час у промислово розвинених країнах Європи й Америки практично весь ринок силових кабелів займають кабелі з ізоляцією зі зшитого поліетилену.

Кабелі середньої напруги з ізоляцією зі зшитого поліетилену мають ряд переваг перед кабелями з паперовою просоченою ізоляцією:

- підвищена робоча температура, що дозволяє збільшити пропускну здатність;
- підвищена стійкість при роботі в умовах перевантажень і коротких замикань;
- можливість прокладки на трасах з необмеженою різницею рівнів;
- не містять олії, бітуму, свинцю, що спрощує монтаж, експлуатацію й усуває екологічно несприятливі фактори;
- більш надійні в експлуатації і вимагають менших витрат на реконструкцію і утримання кабельних ліній;
- менша вага і припустимий радіус вигину;
- можливість виготовлення кабелів великої будівельної довжини.

Підвищена термічна і механічна стійкість зшитого поліетилену обумовлена створенням нових молекулярних зв'язків у процесі вулканізації ("зшивки") ізоляції. Унікальна технологія хімічної зшивки ізоляції, упроваджена заводом "Южкабель", дозволяє одержати ізоляцію високої якості, що задовольняє вимоги сучасних стандартів.

Завод "Южкабель" випускає кабелі з ізоляцією зі зшитого поліетилену на напругу від 6 до 110 кВ включно. Конструкції кабелів передбачають одножильні і трижильні кабелі, кабелі з зовнішніми оболонками з поліетилену, полівінілхлоридного пластикату, зі сталеву стрічковою бронею, круглопроволочною бронею, з герметизацією від поширення вологи, кабелі, що не поширюють горіння і з низьким димо- і газовиділенням.

Загальний вигляд кабелю АПвЕП – 10 – 3х35 показано на рис. 8.1.

					ДП 2026 141	Арк.
						63
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		



Рис. 8.1. Загальний вигляд кабелю АПвЭП – 10 – 3х35

## 8.2. Вибір високовольтних шин

Шини вибираються по силі струму навантаження і перевіряються на термічну і динамічну дію струмів короткого замикання.

$$I_p \leq I_{\text{доп.}}$$

де  $I_{\text{макс}}$  – сила струму режиму максимального навантаження, А;

$I_{\text{доп.}}$  – значення допустимого тривалого струму для шини, А;

$$12,9 \text{ А} \leq 265 \text{ А};$$

Вибираємо алюмінієву шину 3х25 мм, з алюмінію марки АДО,

$$\sigma_{\text{доп}} = 49 \text{ МПа.}$$

Вибрану шину необхідно перевірити на електродинамічну й термічну стійкість.

Перевірка на електродинамічну стійкість виконується за умовою

$$\dot{\sigma}_{\text{розр}} \leq \dot{\sigma}_{\text{доп.}}$$

де  $\dot{\sigma}_{\text{розр}}$  – розрахункова механічне напруження в матеріалі, МПа;

					ДП 2026 141	Арк.
						64
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

Розрахункове механічне напруження  $\dot{g}_{розр}$ , МПа, у матеріалі визначається по формулі:

$$\dot{g}_{розр} = M/w,$$

де  $M$  – згинальний момент, Н м;

$w$  – момент опору перерізу, що залежить від положення шини,  $\text{см}^3$ .

Згинальний момент  $M$ , Н м, визначається по формулі

$$M = (f \cdot l) / 10,$$

де  $f$  – максимальне зусилля на шинну конструкцію, Н;

$l$  – відстань між ізоляторами шинної конструкції, м,  $l = 1$  м;

Момент опору перерізу шини  $w$ ,  $\text{см}^3$ , при шині, що лежить «плашмя» визначається по формулі

$$w = (b \cdot h^2) / 6,$$

де  $b$  і  $h$  – розміри поперечного перерізу шини, см;

$$w = (0,3 \cdot 2,5^2) / 6 = 0,3 \text{ см}^3;$$

Максимальне зусилля на шинну конструкцію  $f$ , Н, визначається по формулі

$$F = \sqrt{3} \cdot l / a \cdot i_y^2 \cdot 10^{-1},$$

де  $a$  – відстань між фазами, м,  $a = 0,4$  м;

$i_y$  – ударний струм короткого замикання, кА;

$$F = \sqrt{3} \cdot 1 / 0,5 \cdot 6,3^2 \cdot 10^{-1} = 13,7 \text{ Н};$$

$$M = (13,7 \cdot 1) / 10 = 1,37 \text{ Н};$$

$$\dot{g}_{розр} = 1,37 / 0,3 = 4,6 \text{ МПа};$$

$$4,6 \text{ МПа} < 49 \text{ МПа}.$$

Перевірка шин на термічну стійкість здійснюється по силі сталого струму короткого замикання і приведеному часу дії цього струму.

Перевірка на термічну стійкість здійснюється за умовою

$$f_{\text{мін}} < f_{\text{ш}},$$

де  $f_{\text{мін}}$  – допустимий мінімальний переріз за нагріванням,  $\text{мм}^2$ ;

$f_{\text{ш}}$  – переріз шини,  $\text{мм}^2$ .

Допустимий мінімальний переріз за нагріванням обчислюємо по формулі:

									Арк.
									65
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата					

ДП 2026 141

$$f_{\min} = \sqrt{W_k / C_T}$$

де  $W_k$  – тепловий імпульс струму короткого замикання,  $A^2 \cdot c$ ;

$C_T$  – коефіцієнт, що залежить від допустимої температури при короткому замиканні й матеріалу провідника.

Для алюмінієвих шин  $C_T = 88$ .

Тепловий імпульс струму короткого замикання  $W_k$ ,  $A^2 \cdot c$ , визначається по формулі:

$$W_k = I_{\text{по}}^2 \cdot (t_{\text{відк}} + T_a),$$

де  $t_{\text{відк}}$  – час відключення короткого замикання, с;

$T_a$  – постійна загасання аперіодичної складової струму КЗ, с;

Для короткого замикання, що відбулося в розподільчих мережах –  
 $T_{\text{відк}} = 0,6$  с,  $T_a = 0,01$  с.

Тоді,

$$W_k = 3,2^2 \cdot (0,6 + 0,01) = 6,25 \text{ кА}^2 \cdot \text{с};$$

$$f_{\min} = \frac{\sqrt{6,25 \cdot 10^6}}{88} = 28,4 \text{ мм}^2.$$

Переріз шини  $f_{\text{ш}}$ ,  $\text{мм}^2$ , визначається по формулі:

$$f_{\text{ш}} = b \cdot h,$$

де  $b$  і  $h$  – розміри поперечного перерізу шини, мм;

$$f_{\text{ш}} = 3 \cdot 25 = 75 \text{ мм}^2;$$

Тоді,

$$28,4 \text{ мм}^2 < 75 \text{ мм}^2, \text{ а отже умова виконується.}$$

### 8.3. Вибір опорних ізоляторів

Вибирають опорні ізолятори за умовою:

$$f_{\text{розр}} \leq f_{\text{доп}},$$

Допустиме навантаження на шину  $f_{\text{доп}}$ , Н, визначається по формулі:

$$f_{\text{доп}} = 0,6 \cdot f_{\text{руйн}},$$

де  $f_{\text{руйн}}$  – руйнівне навантаження на головку ізолятора, Н;

					ДП 2026 141	Арк.
						66
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

Для фарфорових ізоляторів  $f_{руйн} = 25000$  Н.

$$f_{доп} = 0,6 \cdot 25000 = 15000 \text{ Н};$$

$$13,7 \leq 15000 \text{ Н};$$

Вибираємо фарфоровий ізолятор ОФ-20-2000УХЛ.

#### 8.4. Вибір вимикачів навантаження та запобіжників

Трансформатори ТМ-160/10 на КТП комплектуються із вводом пристроєм ВНП-17 і запобіжниками ПК-10/30 (рис. 8.2).

Зробимо перевірку вибраних апаратів на дію до струмів КЗ.

Номінальні дані

$$U_n = 10 \text{ кВ}$$

$$I_i^2 = 30 \text{ А}^2$$

$$I_{i.анод.}^2 = 30 \text{ А}^2$$

Розрахункові дані

$$U_p = 10 \text{ кВ}$$

$$I_{i.д.н.}^2 = 12,9 \text{ А}^2$$

$$1,25 \cdot I_{i.д.н.}^2 = 1,25 \cdot 12,9 = 16,13 \text{ А}^2$$

Так, як умови виконуються то запобіжник вибрано правильно.

Для комутації в колі високої напруги для створення видимого розриву кола, відключення трансформатора, ставимо вимикач навантаження типу ВНПз-17 технічні дані якого наступні:

Номінальні дані

$$U_n = 10 \text{ кВ}$$

$$I_i^2 = 400 \text{ А}^2$$

$$I_{i.д.н.} = 25 \text{ А}$$

$$S_{видм} = 200 \text{ кВА}$$

Розрахункові дані

$$U_p = 10 \text{ кВ}$$

$$I_{i.д.н.}^2 = 12,9 \text{ А}^2$$

$$I_{yд} = 6,3 \text{ кА}$$

$$S_{i.д.н.} = 55,4 \text{ А}^2$$

					ДП 2026 141	Арк.
						67
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

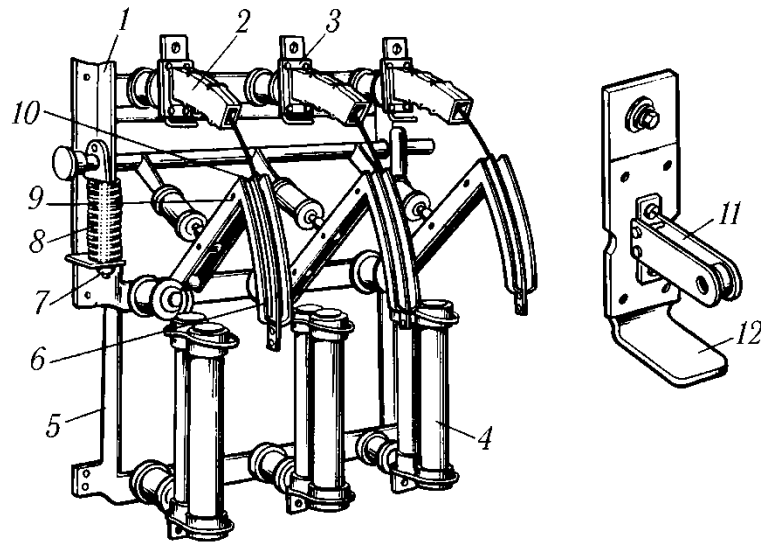


Рис. 9.3. Вимикач навантаження типу ВНП–17 із запобіжниками ПК–10:  
 а – загальний вигляд; б – вузол нерухомого контакту; 1, 5 – рами вимикача та запобіжників; 2 – дугогасильна камера; 3 – нерухомий контакт;  
 4 – високовольтний запобіжник; б – скоби кріплення дугогасильного ножа;  
 7 – буферні гумові шайби; 8 – пружина відключення; 9 – ніж рухомого контакту; 10 – дугогасний ніж; 11 – півсферичний наконечник; 12 – стійка основного контакту

### 8.5. Вибір трансформаторів струму та напруги

Для вибору трансформатора струму задаються вторинним навантаженням підключеним до трансформатора струму.

Таблиця 8.1

Типи підключених приладів

Найменування	Тип	Повна потужність, $S_{2\text{пр}}, \text{В} \cdot \text{А}$
Амперметр	Э335	0,5
Ватметр	Д335	2
Вольтметр	Э335	2
Лічильник повного обліку енергії	АСЕ 5000	5

Загальне підключене вторинне навантаження підключених приладів  $\Sigma S_{2\text{пр}} = 9,5 \text{В} \cdot \text{А}$ . Вибираємо трансформатор струму ТОЛ 10/50.

## Вибір трансформатора струму

Параметри	Каталожна величина	Розрахункова величина	Умова вибору
Номінальна напруга, кВ	$U_{\text{ном}} = 10$	$U_p = 10$	$U_{\text{ном}} \geq U_p$ $10 = 10$
Номінальний тривалий струм, А	$I_{\text{ном}} = 50$	$I_p = 16,5$	$I_{\text{ном}} \geq I_p$ $50 > 16,5$
Динамічна стійкість, кА	$\sqrt{2} \cdot K_d \cdot I_H = \sqrt{2} \cdot 250 \cdot 0,05$	$i_y = 6,3$	$\sqrt{2} \cdot K_d \cdot I_H \geq i_y$ $\sqrt{2} \cdot 250 \cdot 0,05 > 6,3$
Термічна стійкість, $\text{кА}^2 \cdot \text{с}$	$(K_T \cdot I_{\text{ном}})^2 \cdot t = (45 \cdot 0,05)^2 \cdot 3$	$B_k = 6,25$	$(K_T \cdot I_{\text{ном}})^2 \cdot t \geq B_k$ $(45 \cdot 0,05)^2 \cdot 3 > 6,25$
Підключене навантаження, В·А	$S_{2\text{номпр}} = 10$	$S_{2\text{пр}} = 9,5$	$S_{2\text{номпр}} \geq S_{2\text{пр}}$ $10 > 9,5$

Для вибору трансформатора напруги задаються вторинним навантаженням підключеним до трансформатора напруги.

Таблиця 8.3

## Типи підключених приладів

Найменування	Тип	Повна потужність, $S_{2\text{пр}}, \text{В} \cdot \text{А}$
Амперметр	Э335	0,5
Ватметр	Д335	2
Вольтметр	Э335	2
Лічильник повного обліку енергії	АСЕ 5000	20

Загальне підключене вторинне навантаження підключених приладів  $\Sigma S_{2\text{пр}} = 24,5 \text{В} \cdot \text{А}$ . Вибираємо трансформатор напруги ЗНОЛ 06-10.

Таблиця 8.4

## Вибір трансформатора напруги

Параметри	Каталожна величин	Розрахункова величина	Умова вибору
Номінальна напруга, кВ	$U_{\text{ном}} = 10,5$	$U_p = 10,5$	$U_{\text{ном}} \geq U_p$ $10,5 = 10,5$
Підключене навантаження, В·А	$S_{2\text{номпр}} = 75$	$S_{2\text{пр}} = 24,5$	$S_{2\text{номпр}} \geq S_{2\text{пр}}$ $75 > 24,5$

## 9. РЕЛЕЙНИЙ ЗАХИСТ ТА АВТОМАТИКА

Пристрої релейного захисту для силових трансформаторів передбачають від наступних видів пошкоджень і ненормальних режимів роботи: багатофазних замикань в обмотках і на виводах, однофазних замикань на землю в обмотках і на виводах, приєднаних до мережі з глухозаземленою нейтраллю, виткових замикань в обмотках обумовлених зовнішнім коротким замиканням, струмів в обмотках, обумовлених перевантаженням, зниженим рівнем масла.

Захист трансформаторів від короткого замикання в його обмотках, на виводах і з'єднаннях до вимикачів виконують у вигляді струмової відсічки без витримки часу. Захист встановлюють із боку джерела живлення, безпосередньо біля вимикача. У зону дії захисту при цьому потрапляє як сам трансформатор, так і його з'єднання з вимикачем.

Газовий захист базується на використанні явища газоутворення у баку пошкодженого трансформатора. Інтенсивність газоутворення залежить від характеру та розмірів пошкодження. Це дає можливість виконати газовий захист, здатний розрізнити ступінь пошкодження, і в залежності від цього діяти на сигнал або вимкнення. Основним елементом газового захисту є газове реле, яке встановлюється в маслопроводі між баком та розширювачем.

Перевагами газового захисту є: висока чутливість і реагування практично на всі види пошкоджень усередині бака; порівняно невеликий час спрацьовування; простота виконання; захист трансформатора при недопустимому зниженні рівня масла з будь-яких причин. Основний недолік – не реагує на пошкодження поза баком, у зоні між трансформатором та вимикачем.

Газовий захист не діє при короткому замиканні на виводах трансформатора та його з'єднаннях з вимикачем, тому для відключення трансформатора при цих пошкодженнях на трансформаторах передбачається

					<i>ДП 2026 141</i>			
<i>Змн.</i>	<i>Арк.</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Підпис</i>	<i>Дата</i>				
<i>Розроб.</i>		<i>Балаж В.В.</i>			<b>9. Релейний захист та автоматика</b>	<i>Літ.</i>	<i>Арк.</i>	<i>Аркушів</i>
<i>Перевір.</i>		<i>Копилова Л.О.</i>					70	
<i>Реценз.</i>		<i>Красюк М.І.</i>				<i>ННІТІ ім. акад. І.С.Гулого ЗЕЛ-5-3</i>		
<i>Н. Контр.</i>								
<i>Затверд.</i>		<i>Балюта С.М.</i>						



спрацьовуванні АВР; Захист елементів схеми електропостачання цехів напругою 0,4 кВ виконується запобіжниками з плавкими вставками та автоматичними вимикачами; Як джерело оперативного струму використовуємо вимірвальні трансформатори струму та напруги.

Основним захистом системи електроспоживання ремонтно-механічного цеху заводу залізобетонних конструкцій є автоматичні вимикачі.

### **9.1. Перевірка низьковольтних елементів розподільчої мережі ремонтної ділянки токарного цеху на відмикаючу здатність до струмів короткого замикання**

Автоматичні вимикачі перевіряють за двох умов:

1. Надійність спрацьовування:

$$I_k^{(1)} \geq 3 \cdot I_{н.р.},$$

де  $I_k^{(1)}$  – однофазний струм короткого замикання на ділянці що розглядається, кА;

$I_{н.р.}$  – номінальний струм теплового розщеплювача автоматичного вимикача на даній ділянці.

2. Відмикаюча здатність:

$$I_{відкл} > \sqrt{2} \cdot I_k^{(3)} \cdot K_c,$$

де  $I_{відкл}$  – струм відключення автоматичного вимикача на даній ділянці електричної мережі, кА

$I_k^{(3)}$  – трифазний струм короткого замикання, кА;

$K_c$  – коефіцієнт, що враховує вплив електричної дуги на коротке замикання, приймається рівним 1,4.

Зробимо перевірку раніше вибраних автоматичних вимикачів, на ділянці електричної мережі ремонтної ділянки токарного цеху дільниці, що зображена на рис. 7.2.

#### **Автоматичний вимикач SF1**

Для вимикача SF1 ВА 55-37:

$$I_{н.р.} = 200 \text{ А};$$

									Арк.
									72
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата					

ДП 2026 141

$$I_{\text{відкл}} = 20 \text{ кА.}$$

$$1. 3 \cdot I_{\text{н.р}} = 3 \cdot 200 = 600 \text{ А} = 0,6 \text{ кА}; I_{\text{к1}}^{(1)} = 1,2 \text{ кА}; 1,2 \text{ кА} \geq 0,6 \text{ кА.}$$

$$2. \sqrt{2} \cdot I_{\text{к}}^{(3)} \cdot K_{\text{с}} = 1,41 \cdot 4,1 \cdot 1,4 = 8,11 \text{ кА}; 20 \text{ кА} > 8,11 \text{ кА.}$$

### Автоматичний вимикач SF2

Для вимикача SF2 ВА 51-31:

$$I_{\text{н.р}} = 80 \text{ А};$$

$$I_{\text{відкл}} = 7 \text{ кА.}$$

$$1. 3 \cdot I_{\text{н.р}} = 3 \cdot 80 = 240 \text{ А} = 0,24 \text{ кА}; I_{\text{к2}}^{(1)} = 0,69 \text{ кА}; 0,69 \text{ кА} \geq 0,24 \text{ кА.}$$

$$2. \sqrt{2} \cdot I_{\text{к}}^{(3)} \cdot K_{\text{с}} = 1,41 \cdot 1,71 \cdot 1,4 = 3,4 \text{ кА}; 7 \text{ кА} > 3,4 \text{ кА.}$$

### Автоматичний вимикач SF3

Для вимикача SF3 ВА 51-31:

$$I_{\text{н.р}} = 50 \text{ А}$$

$$I_{\text{відкл}} = 7 \text{ кА}$$

$$1. 3 \cdot I_{\text{н.р}} = 3 \cdot 50 = 150 \text{ А} = 0,15 \text{ кА}; I_{\text{к3}}^{(1)} = 0,6 \text{ кА}; 0,6 \text{ кА} \geq 0,15 \text{ кА.}$$

$$2. \sqrt{2} \cdot I_{\text{к}}^{(3)} \cdot K_{\text{с}} = 1,41 \cdot 1,09 \cdot 1,4 = 2,2 \text{ кА}; 7 \text{ кА} > 2,2 \text{ кА.}$$

Отже, відповідно до вище наведених умов перевірки, автоматичні вимикачі вибрані вірно.

					ДП 2026 141	Арк.
						73
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

# 10. ВИМОГИ ДО ЯКОСТІ ЕЛЕКТРИЧНОЇ ЕНЕРГІЇ В СИСТЕМІ ЕЛЕКТРОСПОЖИВАННЯ РЕМОНТНОЇ ДІЛЯНКИ ТОКАРНОГО ЦЕХУ

## 10.1. Основні показники електричної енергії та їх вплив на роботу електроспоживачів і інформаційних систем

Якість електричної енергії – це ступінь відповідності фактичних значень параметрів електричної енергії встановленим ГОСТ 13109-97 значенням, основні з яких наведено у табл. 10.1.

Таблиця 10.1

*Основні параметри якості електричної енергії*

Найменування показника	Допустиме значення показника	
	нормальне	граничне
Відхилення напруги, %	± 5*	± 10*
Доза флікера, відн. од.:		
- короткочасна		1,38
- тривала		1,00
Коефіцієнт спотворення синусоїдальності кривої напруги, %, не більше	8	12
Коефіцієнт гармонійної складової напруги непарного (парного) порядку, %, не більше	5(2)	7,5(3)
Несиметрія напруги, %	2	4
Тривалість провалу напруги, с		30
Відхилення частоти, Гц	± 0,2	± 0,4

Примітка: \* Встановлюються в договорах на користування електроенергією між електропостачальною організацією і споживачем. Наведено величини, за визначенням нормальних допустимих та гранично допустимих значень показників, відносяться до розрахункового періоду 24 години в електричній мережі напругою до 1 кВ.

Основні неполадки живлення, які становлять небезпеку для роботи електрообладнання відповідно наведеної класифікації (у дужках наведені найбільш поширені англомовні еквіваленти) відображає вимоги міжнародного стандарту ГОСТ 13109-97, термінологічних стандартів ГОСТ 30372-95 та ДСТУ 3466-96 \*:

					<b>ДП 2026 141</b>			
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата				
Розроб.		Балаж В.В.			<b>10. Вимоги до якості електричної енергії в системі електроспоживання ремонтної ділянки</b>	Літ.	Арк.	Аркушів
Перевір.		Копилова Л.О.					74	
Реценз.		Красюк М.І.				<i>ННІТІ ім. акад. І.С.Гулого ЗЕЛ-5-3</i>		
Н. Контр.								
Затверд.		Балюта С.М.						

1. Зникнення напруги (Power Failure, Loss of Voltage) – відсутність напруги в електромережі протягом більше двох періодів (40 мс). Наслідками зникнення напруги можуть бути: втрата, пошкодження даних на серверах і поточної інформації на робочих станціях, пошкодження файлової системи, порушення технологічного процесу, вихід з ладу апаратури.

2. Провал напруги (Power Sag, Voltage Dip) – раптове зниження напруги в електричній мережі нижче величини 90 % від номінального значення, за яким слідує відновлення напруги до початкового або близького до нього рівня за проміжок часу від десяти мілісекунд до декількох десятків секунд. Причиною провалу напруги можуть бути: включення енергоємного обладнання, запуск потужних електродвигунів, робота зварювальних апаратів тощо. Можливі наслідки: скидання оперативної пам'яті; виникнення помилок, вихід з ладу апаратури, мерехтіння освітлення.

3. Перенапруга (Power Surge, Over Voltage) – раптове підвищення напруги в електричній мережі вище величини 110 % від номінального значення, за яким слід відновлення напруги до початкового або близького до нього рівня за проміжок часу від десяти мілісекунд до декількох десятків секунд. Причиною виникнення перенапруг може бути відключення енергоємного обладнання. Можливі наслідки: скидання оперативної пам'яті; виникнення помилок, вихід з ладу апаратури, мерехтіння освітлення.

4. Відхилення напруги (Brownout, Voltage Deviation) – відхилення (зниження/підвищення) напруги в мережі від допустимих стандартом значень на тривалий час (більше десятків секунд). Виникає зазвичай через зростання споживання електроенергії в певні періоди часу при обмеженій потужності джерела електроенергії або довгих лініях електроживлення. Можливі негативні наслідки: додаткові втрати потужності в стабілізаторах, скорочення терміну служби блоків живлення, збої у виконанні програм.

5. Електромагнітна перешкода (Electrical Line Noise) – виникнення у мережі високочастотних імпульсів, що накладаються на синусоїдальну форму напруги.

										ДП 2026 141	Арк.
											75
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата							

Основними причинами виникнення електромагнітних перешкод є робота потужних електродвигунів, перемикання релейної апаратури і силової комутаційної електроніки, мовлення суміжних станцій, магнітні бурі. Можливі наслідки – виникнення помилок, скидання оперативної пам'яті, "зависання" операційної системи, вихід з ладу накопичувачів на жорстких дисках.

6. Імпульс напруги (High Voltage Spikes, Voltage Impulse) – це короткочасне перевищення напруги вище 110% від номінального значення тривалістю 10-50 мкс (з часом фронту імпульсу 1-10 мкс). При цьому, амплітуда імпульсів перенапруги може досягати величин 6000 В. Причиною їх появи можуть бути удари блискавок, розряди статичної електрики. Такі високовольтні імпульси з дуже крутим переднім фронтом без перешкод минають захисні фільтри блоків живлення ПЕОМ і потрапляючи в ланки системних плат, викликають скидання оперативної пам'яті і вихід з ладу мікросхем.

7. Відхилення частоти (Frequency Variations, Frequency Deviation) – відхилення частоти на величину більше 0,2 Гц від номінального значення (50 Гц). Причиною появи можуть бути: нестабільність джерела електроенергії, нестабільність частоти обертання ротора дизель-генератора. Можливі наслідки: перегрів і вихід з ладу блоків живлення, «зависання» операційної системи, програмні збої, втрата даних.

8. Тимчасове перенапруга (Switching Transient) – це короткочасне перевищення напруги вище 110 % від номінального значення тривалістю 1000-5000 мкс. При цьому, амплітуда імпульсів перенапруги може досягати величин 4500 В. Причиною їх появи є комутаційні процеси потужнострумових ланцюгів електропостачання, іскріння комутаційних апаратів. Можливі наслідки: скидання оперативної пам'яті і вихід з ладу мікросхем.

9. Несинусоїдальність напруги (Harmonic Distortion) – характеризується двома основними показниками:

а) коефіцієнтом спотворення синусоїдальності кривої напруги (струму) – відношення діючих значень суми вищих гармонік напруг (струмів) до діючого

									Арк.
									76
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата					

ДП 2026 141





- чинне значення струму симетричних складових;
- коефіцієнт спотворення синусоїдальності струму;
- коефіцієнт n-ої гармонійної складової струму;
- кут фазового зсуву між струмом та напругою:
  - основний частоти;
  - n-х гармонійних складових;
  - симетричних складових;
- потужність, енергія:
  - активна прямого та зворотного напрямку;
  - реактивна індуктивного та ємнісного характеру;
  - повна.

## 10.2. Розрахунок втрат напруги на ділянці мережі ремонтної ділянки токарного цеху

Обчислимо втрати напруги на затискачах найбільш електрично віддаленого споживача електричної енергії цеху (рис. 7.2 кваліфікаційної роботи).

Наведений фрагмент електричної мережі складається з двох основних ділянок, це ШНН-РП-2 і РП-2–ЕП13 (верстат повздовжньо-стругальний).

Втрати напруги на цих ділянках знаходимо за формулою:

$$\Delta U = \sqrt{3} \cdot I_p \cdot l \cdot (r_0 \cdot \cos \varphi + x_0 \cdot \sin \varphi), \text{ В,}$$

де  $I_p$  – розрахунковий струм лінії живлення;

$l$  – довжина лінії;

$r_0, x_0$  – відповідно питомий активний і індуктивний опір лінії живлення.

Ділянка ШНН-РП-2

$I_p = 67 \text{ А}$  (табл. 2.1 кваліфікаційної роботи);  $l = 33 \text{ м}$  (згідно плану цеху); для кабелю марки ВВГнг 4х10 активний і реактивний опір  $r_0 = 1,84 \text{ Ом/км}$ ,  $x_0 = 0,099 \text{ Ом/км}$ ;  $\cos \varphi, \sin \varphi$  знаходимо за  $\text{tg} \varphi$ :

$$\text{tg} \varphi = \frac{\sum Q_{\dot{m}}}{\sum P_{\dot{m}}} = \frac{20,28}{20,03} = 1,01.$$

					<b>ДП 2026 141</b>	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		79

Відповідно  $\varphi = 45,285^\circ$ ;  $\cos\varphi = 0,704$ ;  $\sin\varphi = 0,711$ .

Тоді, отримаємо:

$$\Delta U_{\text{фії} - \text{Дї} - 2} = \sqrt{3} \cdot 67 \cdot 0,033 \cdot (1,84 \cdot 0,704 + 0,099 \cdot 0,711) = 5,23 \text{ В},$$

Ділянка РП-2–ЕП13 (верстат повздовжньо-стругальний)

$I_{\text{м}}^{\text{НД}} = 42 \text{ А}$ ;  $l = 5 \text{ м}$  (згідно плану цеху); для кабелю марки ВВГнг 4х4 активний і реактивний опір  $r_0 = 4,23 \text{ Ом/км}$ ,  $x_0 = 0,107 \text{ Ом/км}$ ;  $\cos\varphi = 0,65$ ;  $\sin\varphi = 0,76$ .

$$\Delta U_{\text{Дї} - 2 - \text{Аї} 13} = \sqrt{3} \cdot 42 \cdot 0,005 \cdot (4,23 \cdot 0,65 + 0,107 \cdot 0,76) = 1,03 \text{ В}.$$

Сумарні втрати напруги на ділянці складуть

$$\Delta U = \Delta U_{\text{фії} - \text{Дї} - 2} + \Delta U_{\text{Дї} - 2 - \text{Аї} 13} = 5,23 + 1,03 = 6,26 \text{ В}.$$

Або

$$\frac{\Delta U}{U_i} \cdot 100\% = \frac{6,26}{380} \cdot 100 = 1,65 \%, \text{ що не перевищує } 5 \%.$$

					ДП 2026 141	Арк.
						80
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

# 11. ОБЛІК ТА ВИМІРЮВАННЯ РЕЖИМНИХ ПАРАМЕТРІВ СИСТЕМИ ЕЛЕКТРОСПОЖИВАННЯ РЕМОНТНОЇ ДІЛЯНКИ ТОКАРНОГО ЦЕХУ

## 11.1. Обґрунтування систем комерційного та технічного обліку і контролю електроспоживання

Електрична енергія – це товар, на виробництво, пересилання, розподіл і перетворення якої витрачають значні кошти. Для фінансових розрахунків між окремими суб'єктами господарювання, які взаємодіють в усіх цих процесах, та аналізу ефективності функціонування кожної ділянки електропостачальної системи від джерела до споживача необхідний постійний облік електричної енергії.

Характерною особливістю обліку електричної енергії є те, що обсяги її виробництва й споживання майже збігаються в часі, а тому помилки, що можуть виникнути в процесі обліку, неможливо виправити повторними вимірюваннями. Їх усувають лише безпосередньо розрахунковим шляхом, але похибка таких розрахунків значно вища від тієї, що дають сучасні прилади й системи обліку електричної енергії. Тому всі електроустановки з виробництва, розподілу, пересилання та перетворення електричної енергії обов'язково обладнують приладами або системами обліку, що повинні забезпечувати постійний, надійний і точний її контроль.

Результати обліку електричної енергії використовують із такою метою:

– для визначення техніко-економічних показників енергосистеми. У такому разі прилади обліку встановлюють:

- на кожному генераторі електростанцій енергосистеми, щоб забезпечити облік електроенергії, що виробляє цей генератор;

- на кожному трансформаторі власних потреб електростанції, щоб забезпечити облік електроенергії приймачами власних потреб;

					ДП 2026 141					
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата	<b>11. Облік та вимірювання режимних параметрів системи електроспоживання ремонтної ділянки</b>					
Розроб.		Балаж В.В.						Літ.	Арк.	Аркуші
Перевір.		Копилова Л.О.							81	
Реценз.		Красюк М.І.						ННІТІ ім. акад. І.С.Гулого ЗЕЛ-5-3		
Н. Контр.										
Затверд.		Балюта С.М.								



– для обліку електроенергії окремими структурними підрозділами споживача або потужними електроприймачами (передусім підприємств). Дані такого обліку використовують для контролю за додержанням допустимих максимальних показників електроспоживання, визначення питомих норм споживання електроенергії на одиницю продукції або послуги тощо.

Правила улаштування електроустановок рекомендують два види обліку електроенергії:

- розрахунковий (комерційний), який веде облік виробленої та відпущеної електроенергії для визначення її собівартості;
- технічний (внутрішньозаводський), який контролює споживання електроенергії споживачами, наприклад, промислове підприємство.

Залежно від того, для чого використовують показання лічильників, їх поділяють на дві групи:

1) **лічильники для розрахункового (комерційного) обліку** переданої/спожитої електроенергії, показання яких необхідні для фінансових розрахунків. Такі лічильники повинні мати клас точності, не нижчий ніж 2, а якщо вони підключені через вимірювальні трансформатори, клас точності останніх повинен бути не нижчим за 0,5. Для промислових споживачів такі лічильники встановлюють зазвичай на межі розподілу балансової належності електромереж електропередавальної організації й споживача. Для фінансових розрахунків із населенням такі лічильники встановлюють у поверховому або квартирному щитку;

2) **лічильники для технічного (контрольного) обліку**, призначені для контролю споживання електроенергії споживачами власних потреб електростанцій, підстанцій, розподільних пунктів, окремих підрозділів підприємств тощо. Їх показання не використовують під час фінансових розрахунків, а враховують лише для загального обліку спожитої або відпущеної електроенергії, тому вони можуть мати клас точності 2,5. Ці лічильники можна підключати до вимірювальних трансформаторів із класом точності 1,0.

					ДП 2026 141	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		83





- цифрову обробку струму й напруги для обліку активної енергії та розрахунку усередненої потужності за фіксований інтервал часу;
- побудову графіків навантаження;
- розрахунок повної енергії та коефіцієнта потужності;
- вимірювання струму, напруги й частоти;
- зберігання та відображення вимірюваних величин на рідиннокристалічному індикаторі;
- забезпечення живлення приладу як від мережі вимірювання, так і від спеціальних батарей;
- переключення тарифів за допомогою зовнішніх сигналів синхронізації або програмою, зокрема й під час переходу з літнього часу на зимовий;
- забезпечення нормального функціонування в разі зникнення однієї чи двох фаз або нейтралі;
- захист від несанкціонованого доступу в програмне забезпечення;
- можливість приймати телеметричні імпульси від інших лічильників енергосистеми (електролічильників, лічильників води, газу та ін.);
- здійснення зовнішньої комунікації з іншими вимірювальними приладами, а також підключення до автоматизованої системи обліку й керування електроспоживанням різних структур;
- одержання будь-якої інформації про миттєві значення вимірюваних величин у режимі реального часу, а також усіх даних, збережених у пам'яті лічильника;
- забезпечення автоматичного зв'язку й повідомлення оператору в разі виникнення певних аварійних або критичних ситуацій, таких як обрив фазного чи нейтрального проводу, вихід певного параметра за встановлені межі тощо.

Усі елементи більшості багатофункціональних електронних лічильників електроенергії розміщені в стандартному корпусі трифазного лічильника, що відповідає габаритним і приєднувальним розмірам за стандартами DIN.

					ДП 2026 141	Арк.
						86
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		





## 12. ОХОРОНА ПРАЦІ

### 12.1. Основні вимоги безпеки до виробничого обладнання та робочих місць

Конструкція обладнання на ремонтній ділянці токарного цеху Ужгородського машинобудівного заводу виконана без виступаючих частин станин верстатів. Рухомими елементами є головка шпинделя у токарного верстата та стіл у шліфувального верстата.

Небезпечними зонами при роботі обладнання є:

- для токарного верстата – зона обертання шпинделя з виробом;
- для фрезерного верстата – зона зняття стружки з виробу;
- для свердлильного верстата – зона свердління виробу.

Захист від цих небезпечних зон забезпечується за допомогою екранів, що ізолюють зону обробки, глухих кожухів, щільно закріплених на станині для закриття обертових частин верстатів, а також механічного блокування огорож фрез, ременів, шківів та захисних щитків на абразивних верстатах.

Поруч із обладнанням на ремонтній ділянці встановлені пристрої для ручного аварійного відключення у вигляді кнопок, що забезпечують повну зупинку верстата, а на самих верстатах наявні важелі для зупинки окремих його елементів.

При виборі способів захисту машин, механізмів та інструменту враховуються тип виконуваної роботи, розмір і форма заготовки, метод обробки, розташування робочого місця та виробничі вимоги.

Для зручності та безпеки керування обладнанням передбачені спеціальні рукоятки, а вузли включення розміщені на спеціальній панелі кнопок. Органи управління верстатами не становлять загрози для працівників, оскільки розташовані на передній частині обладнання.

					<b>ДП 2026 141</b>			
<b>Змн.</b>	<b>Арк.</b>	<b>№ докум.</b>	<b>Підпис</b>	<b>Дата</b>				
Розроб.		Балаж В.В.			<b>12. Охорона праці</b>	<b>Лім.</b>	<b>Арк.</b>	<b>Аркушів</b>
Перевір.		Сірик А.О.					89	
Реценз.		Красюк М.І.				<i>ННІТІ ім. акад. І.С.Гулого ЗЕЛ-5-3</i>		
Н. Контр.								
Затверд.		Балюта С.М.						



повідкові патрони та інші інструменти. Біля верстата розміщено інструкцію з безпечної експлуатації та табличку з прізвищем відповідальної особи.

На ремонтній ділянці токарного цеху робоче місце токаря обладнане для зберігання великої кількості інструментів і пристосувань. Використовується організаційно-технічне оснащення: інструментальна тумбочка з планшетом на задній стінці для розміщення документації (креслень, технологічних карт, інструкцій з техніки безпеки); приймальний столик, верхня полиця якого призначена для тари із заготовками, а нижня – для зберігання пристосувань та приладдя; готові заготовки розміщують на стелажах.

Токар забезпечений спеціальним одягом: костюм із віскозно-лавсанової тканини, шкіряні черевики та захисні окуляри. Робоче місце обладнане сидінням для відпочинку під час перерв, а робоча поза – стоячи.

## 12.2. Забезпечення електробезпеки

Приміщення ремонтної ділянки токарного цеху, відповідно до ПУЕ, відноситься до категорії особливо небезпечних за ступенем ризику ураження електричним струмом. Це зумовлено наявністю струмопровідних залізобетонних підлог та можливістю одночасного дотику до металевих частин технологічного обладнання, що заземлені, або до металоконструкцій будівлі та корпусів електрообладнання.

На ремонтній ділянці існує реальна небезпека ураження електричним струмом через наявність установок і обладнання, пов'язаних з трансформацією, передачею, розподілом і перетворенням електроенергії, що створює значний ризик для здоров'я працівників. Тому керівництво зобов'язане обладнати приміщення з електроустановками відповідно до спеціальних правил, передбачених ПУЕ.

Мережа електроживлення ремонтної ділянки токарного цеху побудована за трифазною схемою змінного струму. Електрообладнання живиться напругою 220 і 380 В, при цьому споживана потужність становить 116 кВт·А.

					ДП 2026 141	Арк.
						91
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

На території ділянки розташована комплектна трансформаторна підстанція (КТП). Для запобігання ураженню електричним струмом доступ до неї обмежений: ворота та двері зачинені на замок, ключ зберігає начальник ремонтної ділянки. Від КТП по шинних збірках на висоті 3,5 м прокладений мідний кабель типу ВВГнг до розподільчих силових шаф, а від них до верстатів живлення подається аналогічним кабелем, захищеним поліетиленовою трубою і прокладеним під бетонною підлогою.

Працівники, які обслуговують верстати, повинні мати III групу з електробезпеки.

Ураження електричним струмом можливе лише при замиканні кола через тіло людини, що може статися у випадках:

- дотику до оголених струмопровідних частин обладнання та проводів;
- дотику до корпусів електроустановок, що випадково опинилися під напругою;
- впливу крокової напруги;
- спроби звільнити особу, що перебуває під напругою;
- дії електричної дуги.

Найбільшу небезпеку становлять шляхи проходження струму через життєво важливі органи (серце, легені, мозок), тобто петлі струму «голова–рука», «голова–ноги», «рука–рука» та «руки–ноги».

Для забезпечення безпеки експлуатації електрообладнання та електропроводки застосовуються переносні заземлення, а також постійне захисне заземлення.

До засобів захисту працівників від ураження електричним струмом і впливу електричної дуги відносяться: ізолюючі штанги, діелектричні кліщі, слюсарно-монтажний інструмент із ізольованими рукоятками для роботи в електроустановках до 1000 В, захисні окуляри, діелектричні килимки та рукавички.

Всі металеві конструкції, корпуси обладнання та верстатів підлягають обов'язковому заземленню.

					ДП 2026 141	Арк.
						92
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

### 12.3. Забезпечення пожежної безпеки

Будівля ремонтної ділянки токарного цеху відноситься до категорії Д за вибухопожежною небезпекою, оскільки тут здійснюється обробка неспалимих матеріалів у холодному стані. Приміщення ділянки разом із допоміжними відділеннями віднесене до пожежонебезпечної зони П-Па.

За ступенем вогнестійкості будівля належить до III категорії:

- несучі елементи R 90-КО мають межу вогнестійкості 90 хв за втратою несучої здатності та не є пожежонебезпечними;
- самонесучі стіни RE 60-КО витримують 60 хв за втратою несучої здатності та цілісності і не є пожежонебезпечними;
- зовнішні несучі стіни RE 30-КО мають межу вогнестійкості 30 хв за втратою несучої здатності та цілісності і також не є пожежонебезпечними.

Для гасіння невеликих загорянь на ремонтній ділянці передбачені вуглекислотні вогнегасники: один переносний ВВК-3,5 і два пересувні ВВК-18, розташовані біля входу на відстані 1,25 м та в зонах виробничих робіт.

Приміщення обладнано пожежними сповіщувачами, що реагують на дим та теплове випромінювання. Для ліквідації початкових загорянь передбачено внутрішній протипожежний водопровід із пожежними кранами, рукавами та стовбурами на пожежних постах.

У разі пожежі першочергово проводиться евакуація людей. Для цього на ділянці встановлена система оповіщення з одночасним включенням світлових показників та піктограм, а також схеми евакуації персоналу біля входів і виходів. Приміщення має два основних і два аварійних виходи, позначені відповідними табличками.

### 13.4. Охорона праці при експлуатації цифрових підстанцій

Цифрові підстанції є сучасними електроенергетичними об'єктами, у яких процеси керування, захисту, вимірювання та обміну інформацією реалізуються із застосуванням цифрових технологій, інтелектуальних електронних пристроїв (IED), волоконно-оптичних каналів зв'язку та автоматизованих систем керування.

					ДП 2026 141	Арк.
						93
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

Експлуатація таких підстанцій пов'язана з дією небезпечних і шкідливих виробничих факторів, зокрема електричної напруги, електромагнітних полів, оптичного випромінювання, а також з ризиками, зумовленими відмовами програмно-апаратних засобів, що потребує дотримання підвищених вимог з охорони праці.

До робіт на цифрових підстанціях допускаються працівники віком не молодше 18 років, які пройшли медичний огляд, навчання, вступний та первинний інструктажі, а також перевірку знань з охорони праці та електробезпеки. Персонал повинен мати відповідну групу з електробезпеки (не нижче IV – для електроустановок понад 1000 В) і бути підготовленим до роботи з цифровими системами керування, мережевим обладнанням та програмним забезпеченням.

Під час експлуатації цифрових підстанцій на персонал можуть впливати: електрична напруга та струм у первинних і вторинних колах; електромагнітні поля високої частоти; оптичне випромінювання у волоконно-оптичних лініях зв'язку; підвищена пожежо- та вибухонебезпека електрообладнання; психофізіологічне навантаження, пов'язане з роботою з автоматизованими системами керування.

Усі роботи в електроустановках цифрової підстанції повинні виконуватися відповідно до правил технічної експлуатації та правил безпечної експлуатації електроустановок. Перед початком робіт необхідно виконати заходи щодо зняття напруги, перевірки її відсутності, встановлення заземлень та огорожень. Особливу увагу слід приділяти безпеці вторинних кіл, шаф релейного захисту і автоматики, серверних та комунікаційних шаф.

Під час обслуговування інтелектуальних електронних пристроїв, мережних комутаторів та серверного обладнання забороняється виконувати несанкціоновані підключення, змінювати налаштування або програмне забезпечення без відповідного дозволу. Усі роботи з конфігурування та оновлення програмного забезпечення повинні виконуватися з використанням резервних копій та у погоджений з диспетчерськими службами час.

					ДП 2026 141	Арк.
						94
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

Цифрові підстанції повинні мати єдину систему заземлення, яка забезпечує електробезпеку персоналу та електромагнітну сумісність обладнання. Усі металеві корпуси шаф, стелажів, серверів, а також екрани кабелів мають бути надійно заземлені. Періодично проводиться контроль опору заземлювальних пристроїв та перевірка цілісності заземлювальних з'єднань.

Приміщення цифрових підстанцій обладнуються автоматичними системами пожежної сигналізації та пожежогасіння, зокрема газовими або аерозольними установками. Забороняється зберігати сторонні матеріали у приміщеннях з цифровим обладнанням, перевантажувати електричні кола або використовувати несправні кабелі та роз'єми.

У разі виникнення аварійної ситуації (відмова релейного захисту, збій мережевої взаємодії, пожежа, коротке замикання) персонал повинен негайно діяти відповідно до інструкцій з ліквідації аварій, забезпечити власну безпеку та повідомити відповідальних осіб. Усі аварійні події підлягають фіксації та подальшому аналізу.

На цифрових підстанціях обов'язково ведеться технічна та експлуатаційна документація, журнали обліку робіт, аварій та змін конфігурації систем. Періодично проводяться навчання та тренування персоналу з питань охорони праці, електробезпеки та дій у надзвичайних ситуаціях.

### 13.5. Розрахунок заземлюючих пристроїв

Захисним заземленням називається навмисне електричне з'єднання металевих частин електроустановки, що нормально перебувають без напруги, але на яких вона може з'явитися внаслідок пошкодження ізоляції, із заземлюючим пристроєм.

Заземлюючий пристрій – сукупність електрично з'єднаних між собою заземлювачів і заземлюючих провідників.

Заземленню підлягають: корпуси електричних машин, трансформаторів, апаратів, світильників тощо, приводи електричних апаратів, вторинні обмотки вимірювальних трансформаторів, каркаси розподільчих щитів, щитів керування, щитків і шаф, металеві конструкції розподільчих пристроїв, металеві кабельні

					ДП 2026 141	Арк.
						95
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

конструкції, металеві корпуси кабельних муфт, броня й оболонки контрольних і силових кабелів, металеві оболонки проводів, сталеві труби електропроводки й інші металеві конструкції, пов'язані з установкою електроустаткування, а також корпуси пересувних і переносних електроприймачів.

Не потрібно заземлювати арматури підвісних і штирі опорних ізоляторів, кронштейни й освітлювальну арматури при установці їх на дерев'яних опорах ліній електропередачі, устаткування, установлене на заземлених металевих конструкціях, корпуси електровимірювальних приладів, реле, установлених на щитах, щитках, шафах і на стінках камер розподільчих пристроїв.

Найбільші допустимі значення опору заземлення  $R_z$ , встановлені ПУЕ, становлять:

*для установок напругою до 1000 В:*

10 Ом – за сумарної потужності генераторів чи трансформаторів, що живлять дану мережу, не більше 100 кВА;

4 Ом – у всіх інших випадках;

*для установок напругою понад 1000 В:*

0,5 Ом – за великих струмів замикання на землю (тобто понад 500 А);

$250 / I_3 \leq 10$  Ом (де  $I_3$  – розрахунковий струм замикання на землю, А) – за малих струмів замикання на землю і за умови, що заземлювач використовується тільки для електроустановок напругою понад 1000 В;

$125 / I_3 \leq 10$  Ом – за малих струмів замикання на землю і за умов, що заземлювач використовується одночасно для установок напругою до 1000 В.

Заземлюючий пристрій дозволяє знизити до безпечного значення напругу дотику людини, оскільки при пошкодженні ізоляції людина виявляється включеною в електричне коло паралельно заземлювачу, опір якого значно менше опору людини, що знижує величину струму, що проходить через людину.

Заземлювачем називається металевий провідник, що безпосередньо перебуває в зіткненні із землею.

У якості заземлювачів у першу чергу використовуються природні – це прокладені в землі металеві труби, за винятком трубопроводів з горючими

					ДП 2026 141	Арк.
						96
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		



елементів, що заземлюються, тому що при обриві в ланцюзі заземлення одного елемента заземлення, втраяться інші.

Спроекуємо конструкцію заземлювального пристрою без використання природніх заземлювачів.

За вихідні дані візьмемо:

- Об'єкт, що захищається – стаціонарний (обладнання ремонтної ділянки токарного цеху).

- Напругу мережі – 380/220 В.

- Виконання мережі – з глухозаземленою нейтраллю.

- Тип заземлювального пристрою – сталеві вертикальні труби довжиною  $l_b$  – 3 м; діаметром  $d$  – 0,04 м; товщиною стінки  $\delta_r$  – 3,5 мм.

- Відношення відстані між трубами до їх довжини приймемо  $\frac{L_{\hat{a}}}{l_{\hat{a}}} = 1$ .

- Горизонтальний заземлювач: з'єднувальна стрічка шириною  $b_c$  – 0,04 м;

- Глибина закладання вертикальних і горизонтальних електродів в ґрунт  $h_b = h_r = 0,8$  м.

- Розташування заземлювачів попередньо приймаємо за чотирикутним контуром при їх числі від 4 до 100 та при розташуванні один ряд при їх числі від 2 до 20.

- Ґрунт – супісок; його склад – однорідний; вологість – нормальна; агресивність – нормальна.

Приймається допустимий нормативний опір заземлюючого пристрою ( $R_d \leq 4$  Ом).

За дод. 9 [10] приймаємо  $\rho_{\text{табл}} = 300$  Ом·м – наближене значення питомого опору ґрунту, що рекомендують для розрахунку.

Приймаємо значення  $K_{c.v}$  – коефіцієнту сезонності для вертикальних заземлювачів для кліматичної зони III. За дод. 3 [10] беремо  $K_{c.v} = 1,5$ .

Приймаємо коефіцієнт сезонності для горизонтального заземлювача згідно з кліматичною зоною. За дод. 3 [10] беремо  $K_{c.r} = 3,5$ .

					ДП 2026 141	Арк.
						98
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

Визначаємо розрахунковий питомий опір ґрунту для вертикальних заземлювачів:

$$\rho_{\text{р}} = \rho_{\text{г}} \cdot \hat{E} = 300 \cdot 1,5 = 450 \text{ Ом} \cdot \text{м}.$$

Обчислюємо розрахунковий питомий опір ґрунту для горизонтальних заземлювачів:

$$\rho_{\text{р}} = \rho_{\text{г}} \cdot \hat{E} = 300 \cdot 3,5 = 1050 \text{ Ом} \cdot \text{м}.$$

Визначаємо відстань від поверхні землі до середини вертикального електрода:

$$t = h_{\text{г}} + \frac{l_{\text{г}}}{2} = 0,8 + \frac{3}{2} = 2,3 \text{ м}.$$

Обчислюємо опір в одному вертикальному заземлювачі за формулою, наведеною в дод. 2 [10], рядок 4:

$$R_{\text{г}} = \frac{\rho_{\text{г}}}{2\pi l_{\text{г}}} \left( \ln \frac{2l_{\text{г}}}{d} + \frac{1}{2} \ln \frac{4t+l_{\text{г}}}{4t-l_{\text{г}}} \right) = \frac{450}{2\pi 3} \left( \ln \frac{2 \cdot 3}{0,04} + \frac{1}{2} \ln \frac{4 \cdot 2,3+3}{4 \cdot 2,3-3} \right) = 128 \text{ Ом}.$$

Визначаємо теоретичну кількість вертикальних заземлювачів без впливу коефіцієнта використання вертикальних заземлювачів, тобто при ( $\eta_{\text{в.в}} = 1$ ):

$$n_{\text{т.в}} = \frac{R_{\text{г}}}{R_{\text{з}} \cdot \eta_{\text{в.в}}} = \frac{128}{4 \cdot 1} = 32.$$

Приймаємо коефіцієнт використання вертикальних заземлювачів при розташуванні їх за чотирикутним контуром і їх числом  $n_{\text{т.в}} = 32$  та відношенням  $\frac{L_{\text{г}}}{l_{\text{г}}} = 1$ . За дод. 4 [10] беремо  $\eta_{\text{в.в}} = 0,434$ .

Обчислюємо необхідне число, шт., вертикальних електродів

$$n_{\text{н.в}} = \frac{R_{\text{г}}}{R_{\text{з}} \cdot \eta_{\text{в.в}}} = \frac{128}{4 \cdot 0,434} = 74.$$

Розрахунковий опір, Ом, вертикальних електродів при  $n_{\text{н.в}} = 74$  без впливу з'єднувальної стрічки

$$R_{\text{р}} = \frac{R_{\text{г}}}{n_{\text{н.в}} \cdot \eta_{\text{в.в}}} = \frac{128}{74 \cdot 0,434} = 4.$$

									Арк.
									99
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата					

Визначається відстань між вертикальними заземлювачами при співвідношенні  $\frac{L_{\hat{a}}}{l_{\hat{a}}} = 1$ :

$$L_{\hat{a}} = 1 \cdot l_{\hat{a}} = 1 \cdot 3 = 3 \text{ м.}$$

Довжина, м, з'єднувальної стрічки горизонтального заземлювача:

$$L_{\check{\text{c}}.\check{\text{n}}} = 1,05 \cdot l_{\hat{a}} \cdot (n_{\check{1}.\hat{a}} - 1) = 1,05 \cdot 3 \cdot (74 - 1) \approx 230.$$

Опір  $R_{\text{г.з.с}}$ , Ом, розтіканню струму в горизонтальному заземлювачі (з'єднувальній стрічці) обчислюємо за формулою, наведеною в дод. 2 [10], рядок 6:

$$R_{\check{\text{a}}.\check{\text{c}}.\check{\text{n}}} = \frac{\rho_{\check{\text{a}}}}{2\pi L} \ln \frac{L^2}{dt} = \frac{1050}{2\pi \cdot 230} \ln \frac{230^2}{0,5 \cdot 0,04 \cdot 0,8} = 10,9.$$

При розташуванні вертикальних заземлювачів за чотирикутним контуром та співвідношенні  $\frac{L_{\hat{a}}}{l_{\hat{a}}} = 1$  і необхідній кількості вертикальних заземлювачів  $n_{\check{1}.\hat{a}} = 74$ , коефіцієнт використання горизонтального заземлювача складає  $\eta_{\check{\text{a}}.\check{\text{a}}} = 0,19$  згідно дод. 5 [10].

Обчислюємо розрахунковий опір, Ом, розтіканню струму в горизонтальному заземлювачі (з'єднувальній стрічці) при їх числі  $n_{\check{1}.\check{\text{a}}} = 1$ :

$$R_{\check{\text{d}}\check{1}\check{\text{c}}\check{\text{d}}.\check{\text{a}}} = \frac{R_{\check{\text{a}}.\check{\text{c}}.\check{\text{n}}}}{n_{\check{1}.\check{\text{a}}} \cdot \eta_{\check{\text{a}}.\check{\text{a}}}} = \frac{10,9}{1 \cdot 0,19} = 57.$$

Загальний розрахунковий опір, Ом, у вертикальних та горизонтальних заземлювачах:

$$R_{\check{\text{d}}\check{1}\check{\text{c}}\check{\text{d}}.\check{\text{a}}.\check{\text{a}}} = \frac{R_{\check{\text{d}}\check{1}\check{\text{c}}\check{\text{d}}.\hat{\text{a}}} \cdot R_{\check{\text{d}}\check{1}\check{\text{c}}\check{\text{d}}.\check{\text{a}}}{R_{\check{\text{d}}\check{1}\check{\text{c}}\check{\text{d}}.\hat{\text{a}}} + R_{\check{\text{d}}\check{1}\check{\text{c}}\check{\text{d}}.\check{\text{a}}}} = \frac{4 \cdot 57}{4 + 57} = 3,7.$$

Вибираємо матеріал та поперечний переріз з'єднувальних провідників. За табл. 7.8 [11] вибираємо голі мідні  $S_{\text{м}} = 4 \text{ мм}^2$  або алюмінієві  $S_{\text{А}} = 6 \text{ мм}^2$  провідники.

Матеріал та поперечний переріз магістральної шини беремо за табл. 7.8 [11] і приймаємо сталеву шину з товщиною  $\delta_{\text{с}} = 4 \text{ мм}$  і перерізом не менше  $S = 100 \text{ мм}^2$ .

										Арк.
										100
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата	ДП 2026 141					

### 13. СПЕЦІАЛЬНА ЧАСТИНА. ЦИФРОВА ПІДСТАНЦІЯ, ЯК СКЛАДОВА СИСТЕМИ «SMART GRID»

#### 13.1. Запровадження підходів інтелектуального управління електроенергетичними мережами відповідно до концепції «Smart Grid»

Енергетичний перехід, активніше залучення відновлюваних джерел енергії, зростання вимог до гнучкості електричних мереж та впровадження механізмів управління споживанням електроенергії зумовлюють необхідність значних капіталовкладень у оновлення енергетичної інфраструктури. Застосування сучасних бізнес-підходів, що базуються на цифрових технологіях, створює можливості для здійснення такої модернізації з меншими витратами та вищою ефективністю.

Для оцінювання рівня розвитку інтелектуальних рішень в енергетичній галузі у світовій практиці широко використовується поняття «Smart Grid». У загальному розумінні Smart Grid являє собою інтегровану електроенергетичну систему, здатну до автоматичного керування, самоналаштування та відновлення, яка поєднує об'єкти генерації, передавальні й розподільчі мережі, а також усіх категорій споживачів електроенергії. Узгоджена робота складових системи забезпечується за допомогою єдиного інформаційно-керуючого середовища з обміном даними в реальному часі. У США впровадження концепції Smart Grid розглядається як інноваційний прорив, що сприяє модернізації енергетики та виступає важливим чинником економічного зростання.

У державах Європейського Союзу концепцію «Smart Grid» визначають як ключовий стратегічний елемент загальноєвропейської програми розвитку електроенергетичної галузі, який слугує основою для її інноваційного оновлення та глибокої трансформації, спрямованої на формування «європейської електричної мережі майбутнього».

					<b>ДП 2026 141</b>			
<i>Змн.</i>	<i>Арк.</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Підпис</i>	<i>Дата</i>	<b>13. Спеціальна частина. Цифрова підстанція, як складова системи «SMART GRID»</b>	<i>Літ.</i>	<i>Арк.</i>	<i>Аркушів</i>
<i>Розроб.</i>		<i>Балаж В.В.</i>						
<i>Перевір.</i>		<i>Копилова Л.О.</i>					101	
<i>Реценз.</i>		<i>Красюк М.І.</i>				<i>ННІТІ ім. акад. І.С.Гулого ЗЕЛ-5-3</i>		
<i>Н. Контр.</i>								
<i>Затверд.</i>		<i>Балюта С.М.</i>						

Виникла необхідність у формуванні нових підходів до управління зростаючими та різноспрямованими потоками паливно-енергетичних ресурсів, які б забезпечували їх надійну, безпечну та раціональну експлуатацію в умовах сучасних і перспективних енергетичних систем. При цьому особливої актуальності набуває розроблення й практичне впровадження принципів концепції «Smart Grid», з урахуванням національних особливостей та специфіки розвитку енергетичного сектору України [13].

У рамках концепції «Smart Grid» інтелектуальна енергетична система розглядається як інтегрована сукупність інформаційно-керуючих засобів, що функціонує як єдине ціле та реалізує низку основних завдань, а саме:

– поєднання різних видів генерації, у тому числі розподіленої, а також усіх груп споживачів – від побутових до промислових – з метою забезпечення гнучкого управління навантаженням і залучення споживачів до активної взаємодії з енергосистемою;

– динамічну зміну робочих параметрів і структури електричної мережі в реальному часі відповідно до її поточного стану, що сприяє попередженню аварій та порушень у роботі системи;

– розширення функціональних і ринкових можливостей енергетичної інфраструктури шляхом взаємного надання різноманітних послуг між учасниками енергетичного ринку та операторами мереж;

– скорочення втрат електроенергії, підвищення рівня самоконтролю та здатності системи до автоматичного відновлення за умови дотримання вимог до надійності й якості електропостачання;

– об'єднання електромережевих та інформаційних технологій у єдину систему управління, що забезпечує комплексний моніторинг, аналіз і керування процесами в режимі реального часу.

На сучасному етапі трансформації та сталого розвитку енергетичного сектору ключове значення у реалізації основних принципів концепції «Smart Grid» мають її техніко-технологічні рішення та інфраструктурні засоби. До найбільш важливих і перспективних технічних напрямів належать [13]:

									Арк.
									102
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата					

- інтелектуальні датчики, контрольні-вимірювальні пристрої та системи обліку, що забезпечують високоточний контроль і спостереження за параметрами енергетичних процесів;
- системи збирання, оброблення та передавання інформації, які інтегрують розподілені «розумні» пристрої з аналітичними засобами для функціонування в режимі реального часу;
- інтелектуальні комплекси аналізу, прогнозування та підтримки управлінських рішень, а також адаптивні системи автоматики і релейного захисту, здатні до автоматичного відновлення електропостачання;
- сучасні мережеві технології й активні елементи електроенергетичних систем, спрямовані на підвищення їх надійності, ефективності та стійкості функціонування;
- інтегровані інформаційно-комунікаційні платформи обміну даними, які забезпечують узгоджену взаємодію всіх учасників і компонентів енергосистеми в межах єдиного цифрового середовища.

Нині найбільш масштабні перетворення відбуваються саме у сфері систем управління функціонуванням і розвитком електроенергетичних комплексів, результатом чого стане суттєва зміна підходів до енергопостачання споживачів. Інтелектуальна електроенергетика, що формується на засадах концепції «Smart Grid», повинна характеризуватися такими ключовими властивостями [13]:

- відсутністю суттєвих обмежень щодо підключення до єдиної електричної мережі різних типів генерувальних установок, систем накопичення енергії та споживачів, що забезпечує раціональне використання як централізованих, так і розподілених енергетичних ресурсів;
- високим рівнем прозорості та керованості електричних мереж і енергосистеми загалом, значною гнучкістю та адаптивністю режимів роботи, можливістю прогнозування їх поведінки в умовах невизначеності, а також здатністю до подальшого розвитку з урахуванням технологічних і ринкових змін;
- споживачоорієнтованим підходом, який передбачає пріоритетне врахування індивідуальних вимог до ефективності, надійності та якості

					ДП 2026 141	Арк.
						103
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

електропостачання, інтересів і моделей споживчої поведінки, активну участь споживачів у ринкових механізмах та формування гнучкого попиту на електроенергію, мережеві й системні послуги.

### 13.2. Загальні відомості щодо розвитку цифрових підстанцій

Поява нових міжнародних стандартів у поєднанні з динамічним розвитком сучасних інформаційних технологій створила передумови для впровадження інноваційних підходів до автоматизації та управління енергетичними об'єктами. Це дало змогу сформувати підстанції нового покоління – цифрові підстанції (ЦПС). Порівняно з традиційними аналоговими підстанціями, ЦПС мають низку принципових відмінностей, зокрема оснащення первинного обладнання вбудованими інтелектуальними мікропроцесорними пристроями, а також повністю цифрову організацію отримання, передавання та оброблення інформації.

Розвиток «автоматизованих систем керування технологічними процесами» (АСК ТП) розпочався з впровадження телемеханічних систем на електричних підстанціях і електростанціях. Їх технічні засоби забезпечували збирання аналогових і дискретних сигналів за допомогою модулів збору даних та вимірювальних перетворювачів [14]. Із впровадженням перших пристроїв мікропроцесорного релейного захисту й автоматики (РЗА) інформація від них почала передаватися до АСК ТП через цифрові інтерфейси.

Сьогодні в електроенергетиці використовується широкий спектр мікропроцесорних пристроїв, зокрема системи релейного захисту й автоматики, засоби моніторингу силового обладнання, системи власних потреб, щити постійного струму, вимірювальні прилади та лічильники електроенергії. Незважаючи на те, що дані від таких пристроїв надходять до АСК ТП у цифровому форматі, цей підхід не можна вважати повністю цифровим, оскільки значна частина інформації – зокрема струми, напруги та дискретні сигнали – передається до пункту оперативного керування в аналоговому вигляді й уже там оцифровується окремими пристроями нижнього рівня.

										Арк.
										104
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата						





більшості випадків для цих цілей використовуються електромагнітні трансформатори струму та напруги.

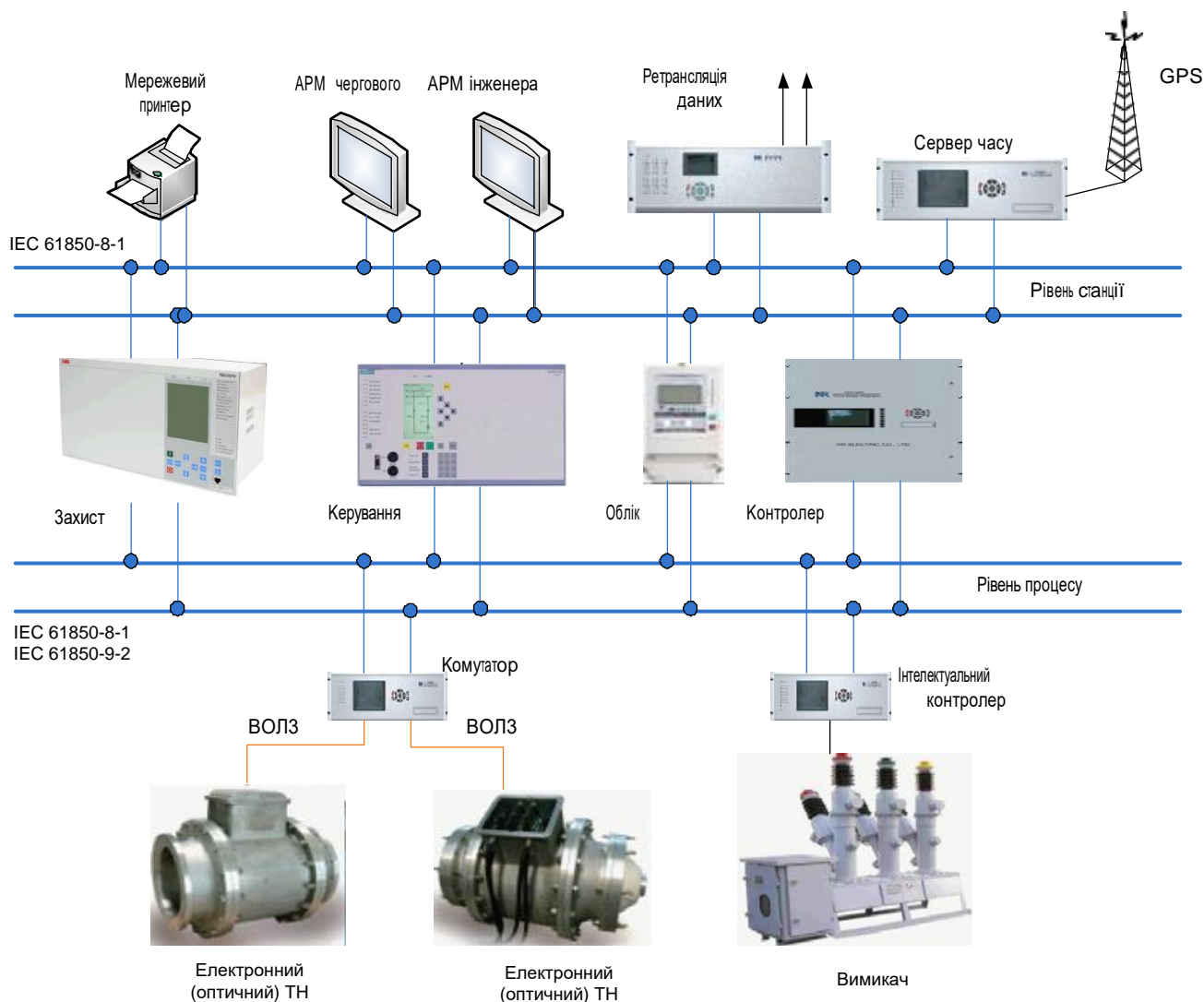


Рис. 13.2. Підстанція з цифровою системою управління

Ці пристрої вже давно застосовуються в енергетиці, і хоча їх конструкція зазнала численних удосконалень, вони все ще мають ряд властивих недоліків, що пов'язані з природою електромагнітних трансформаторів, зокрема:

- резонансні явища;
- ефект гістерезису;
- насичення;
- залишкове намагнічування.

Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата

ДП 2026 141

Арк.

107

Конструкція таких трансформаторів зумовлює ризик того, що вони можуть виступати потенційними осередками вибухонебезпечних і пожежонебезпечних ситуацій, завдаючи суттєвих пошкоджень об'єктам електроенергетики. У процесі їх експлуатації обов'язковим є суворе дотримання нормативних вимог щодо безперервного контролю стану ізоляційного середовища, зокрема трансформаторного масла або елегазу.

Встановлені обмеження та недоліки традиційних вимірювальних трансформаторів стали підґрунтям для багаторазових спроб фахівців розробити альтернативні рішення у сфері високовольтних вимірювальних пристроїв, заснованих на застосуванні інших фізичних принципів функціонування. Одним із найбільш перспективних і новаторських напрямів вважається застосування електрооптичних і магнітооптичних ефектів для вимірювання струмів і напруг високих номінальних рівнів.

Дослідження та розробки у галузі оптичних трансформаторів струму і напруги для високовольтних вимірювань розпочалися на початку 1970-х років, тоді як перші серійні зразки, що забезпечували прийнятні класи точності, були створені наприкінці 1980-х – на початку 1990-х років.

Принцип дії волоконно-оптичного трансформатора струму ґрунтується на ефекті Фарадея, який проявляється у повороті площини поляризації світлової хвилі, що поширюється оптичним волокном, під впливом магнітного поля, зумовленого вимірюваним струмом. Для визначення напруги застосовується ефект Погкельса, що проявляється у виникненні двопротенезаломлення поляризованого світла в діелектричних матеріалах під впливом електричного поля, причому ступінь цього протенезаломлення є пропорційним напруженості поля.

Станом на сьогодні оптичні вимірювальні трансформатори розраховані на експлуатацію в електричних мережах з рівнем напруги від 100 до 800 кВ, тоді як номінальні значення струму для трансформаторів струму перебувають у межах від 40 до 4000 А.

					ДП 2026 141	Арк.
						108
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

Такі прилади відзначаються високою точністю вимірювань і збереженням стабільних метрологічних характеристик упродовж тривалого часу навіть за суттєвих змін зовнішніх умов. Вони відповідають вимогам міжнародних стандартів, зокрема IEC Class 0.2s та IEEE 0.3 для вимірювальних застосувань, а також IEC 3P або 5P і IEEE 10 % для задач релейного захисту. Динамічний діапазон оптичних перетворювачів є надзвичайно широким: трансформатори струму забезпечують необхідний клас точності під час вимірювань при струмах на рівні 1 А та зберігають придатність для захистів при струмах до 170 кА. Поєднання високої точності та широкого динамічного діапазону дозволяє застосовувати один і той самий перетворювач як для виконання вимірювальних завдань, так і для реалізації функцій релейного захисту.

Оптичні трансформатори характеризуються значно меншими масою та габаритами порівняно з традиційними трансформаторами, в яких застосовується масляна або елегазова ізоляція. Окрім цього, один гібридний оптичний трансформатор здатний виконувати функції одразу кількох класичних пристроїв, зокрема трансформатора струму для релейного захисту, трансформатора струму для вимірювальних цілей та трансформатора напруги.

Зовнішні інтерфейси оптичних вимірювальних трансформаторів реалізуються через зовнішні електронні модулі, які можуть розташовуватися на значній відстані від оптичного датчика і з'єднуватися з ним за допомогою оптоволоконного кабелю. Передавання вимірювальної інформації може здійснюватися з використанням трьох різновидів інтерфейсів:

- аналогового інтерфейсу високої потужності;
- аналогового інтерфейсу низької потужності;
- цифрового інтерфейсу.

Аналоговий інтерфейс високої потужності використовується для узгодження сучасних вимірювальних датчиків із традиційними засобами обліку та контролю. Відповідні інтерфейсні модулі реалізовані у формі високоточних підсилювачів, на вхід яких подаються сигнали з модулів аналогового інтерфейсу низької потужності.

										Арк.
										109
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата						

ДП 2026 141

Параметри аналогового інтерфейсу низької потужності визначаються вимогами стандартів ІЕС 60044-7 «Інструментальні трансформатори. Частина 7. Електронні трансформатори напруги» та ІЕС 60044-8 «Інструментальні трансформатори. Частина 8. Електронні трансформатори струму». Такий інтерфейс використовується як у вимірювальних колах, так і в системах релейного захисту.

Аналогові інтерфейси забезпечують необхідний рівень точності відповідно до міжнародних норм: клас ІЕС 0.2 – для вимірювальних ланцюгів струму та напруги, клас ІЕС 5P20 – для струмових кіл захисту, а клас ІЕС 3P – для напругових кіл систем захисту.

Параметри цифрових інтерфейсів, що використовуються у вимірювальних колах, системах захисту та для реалізації інших функцій, регламентуються вимогами стандарту ІЕС 60044-7. Подібне функціональне призначення мають також стандарти ІЕС 61850-9-1, який визначає специфікацію сервісу зв'язку (SCSM) для передавання вибірових значень через послідовний ненаправлений багатоточковий канал типу «точка–точка», та ІЕС 61850-9-2, що встановлює правила відображення сервісу зв'язку (SCSM) для передавання вибірових значень у мережах ІЕЕЕ 802.3.

Обидва стандарти дозволяють застосовувати фізичний рівень Ethernet зі структурами даних, визначеними стандартом ІЕС 60044, що забезпечує сумісність цифрових інтерфейсів із сучасними мережевими технологіями.

Узагальнення практичного досвіду використання оптичних вимірювальних трансформаторів у різних країнах протягом останніх років дає змогу виокремити ряд вагомих переваг повністю оптичного підходу до вимірювання струмів і напруг:

- повне гальванічне відокремлення від високовольтних ланцюгів;
- висока стійкість до електромагнітних завад;
- відсутність ефектів резонансу та насичення;
- висока швидкодія;
- компактні масо-габаритні характеристики;

										Арк.
										110
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата						

ДП 2026 141

- підвищена електробезпека;
- вибухо- та пожежобезпека;
- чутливий елемент є пасивним;
- забезпечується широкий амплітудно-частотний діапазон вимірювань струму;
- компактний і гнучкий чутливий елемент дозволяє встановлювати його у важкодоступних ділянках;
- потребує мінімального обслуговування під час експлуатації.

Слід підкреслити, що при приблизно однаковій ціні придбання сучасних оптичних датчиків і традиційних масляних або елегазових вимірювальних трансформаторів, загальні витрати на експлуатацію нових пристроїв становлять не більше половини від витрат на утримання класичних аналогів, оскільки вони практично не потребують обслуговування.

У табл. 13.1 наведено результати порівняльного аналізу основних відмінностей цифрових підстанцій (ЦПС) та традиційних аналогових підстанцій (ПС).

*Таблиця 13.1*

*Відмінності між ЦПС та аналоговими ПС*

<i>Традиційні ПС</i>	<i>Цифрові ПС</i>
Відсутня первинна цифрова обробка сигналів	Наявна цифрова обробка сигналів
Присутні в трансформаторах струму та напруги насичення та ферорезонанс	В цифрових перетворювачах відсутні явища насичення та ферорезонанс
Впливає силове обладнання на вторинні кола	Не впливає силове обладнання на вторинні кола
Надійність та якість передачі сигналів – низька	Надійність та якість передачі сигналів – висока
Кількість кабельно-провідникової продукції – велика	Кількість кабельно-провідникової продукції – мала
Вибухонебезпечні	Відсутні мастила, целюлоза та елегаз (SF6) – висока вибухобезпека
Витрати на монтаж та експлуатацію – високі	Витрати на монтаж та експлуатацію – низькі

Від моменту започаткування проектування «автоматизованих систем керування технологічними процесами підстанцій» (АСК ТП ПС) в електроенергетичній сфері спостерігається значний прогрес у розвитку як апаратних, так і програмних засобів управління підстанційним обладнанням [15]. Зокрема, були створені високовольтні цифрові трансформатори струму та напруги, розпочато розроблення первинного і вторинного електромережевого обладнання з інтегрованими комунікаційними інтерфейсами, налагоджено виробництво мікропроцесорних контролерів. Значним етапом подальшого розвитку стало запровадження міжнародного стандарту IEC 61850, відповідно до якого підстанція розглядається як об'єкт автоматизації, а також регламентується цифровий обмін інформацією між інтелектуальними електронними пристроями (IED) підстанції, зокрема засобами контролю та керування, пристроями релейного захисту й автоматики (РЗА), протиаварійної автоматики (ПА), телемеханічними системами та системами комерційного обліку електроенергії.

Сукупність зазначених досягнень сформувала технічні й технологічні передумови для створення підстанцій нового покоління – цифрових підстанцій (ЦПС), у яких усі інформаційні потоки, пов'язані з моніторингом, аналізом і керуванням, реалізуються в цифровому форматі. Розвиток засобів зв'язку та оснащення традиційного електротехнічного обладнання цифровими комунікаційними портами забезпечили можливість інтеграції пристроїв усіх рівнів підстанції в єдину системну архітектуру ЦПС.

Запровадження цифрового передавання сигналів на всіх рівнях системи керування підстанцією забезпечило отримання низки істотних переваг, зокрема:

- значне скорочення обсягів кабельно-провідникової продукції у вторинних колах і зменшення кількості трас для її прокладання за рахунок розміщення джерел цифрових сигналів безпосередньо поблизу первинного обладнання;
- підвищення рівня електромагнітної сумісності (ЕМС) сучасних вторинних пристроїв і мікропроцесорних систем завдяки використанню волоконно-оптичних ліній зв'язку (ВОЛЗ);

					ДП 2026 141	Арк.
						112
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

– спрощення конструктивного виконання та зниження вартості мікропроцесорних інтелектуальних електронних пристроїв шляхом усунення аналогових вхідних трактів;

– уніфікацію інтерфейсів інтелектуальних електронних пристроїв (IED), що істотно полегшує їх взаємозамінність, у тому числі між виробами різних виробників;

– зростання точності вимірювальних операцій, зокрема при малих значеннях струму (10–15 % від номінального), а також підвищення достовірності обліку електроенергії й ефективності визначення місць пошкоджень ліній електропередачі;

– скорочення площ земельних ділянок, необхідних для розміщення підстанцій, завдяки застосуванню оптичних цифрових трансформаторів струму та напруги і сучасних мікропроцесорних засобів вторинного обладнання.

Концепція створення цифрових підстанцій (ЦПС) базується на відмові від багатожильних кабельних з'єднань, які традиційно застосовувалися для передавання аналогових і дискретних сигналів, та переході до уніфікованого цифрового обміну повідомленнями. Такий підхід дає змогу реалізувати розподілену архітектуру функцій автоматизації підстанції й забезпечує повну функціональну сумісність інтелектуальних електронних пристроїв (IED) різних виробників.

Найбільш детально питання організації інформаційного обміну висвітлено у стандарті IEC 61850, який охоплює такі елементи підстанції та підсистеми, як вимірювальні трансформатори струму та напруги, комутаційне обладнання, мікропроцесорні термінали релейного захисту й автоматики, а також автоматизовані системи керування технологічними процесами (АСК ТП).

Принципова відмінність цього стандарту від попередніх документів серії IEC полягає не лише у запровадженні нового протоколу передавання даних, а передусім у формуванні структурованої інформаційної моделі підстанції. Ключовим елементом стандарту є розділ IEC 61850-6, який визначає правила

					ДП 2026 141	Арк.
						113
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

опису конфігурації підстанції у форматі файлів SCL (Substation Configuration Language).

Мова SCL дозволяє формально описувати різні компоненти підстанції, такі як однолінійна схема, логічні (функціональні) вузли, пов'язані з силовим обладнанням, інтелектуальні електронні пристрої (IED), а також локальну обчислювальну мережу (ЛОМ) підстанції.

Одночасно інтеграцію складного електротехнічного обладнання, зокрема силових і автотрансформаторів, шунтових реакторів, комплектних елегазових розподільчих пристроїв (КРУЕ) та вимикачів – доцільно розглядати крізь призму впровадження функцій автономного аналізу експлуатаційних даних та самодіагностики стану цих пристроїв.

Саме розвиток інтелектуальної складової обладнання цифрових підстанцій (ЦПС) та впровадження Smart-технологій сприяли створенню необслуговуваних і самодіагностуючих ЦПС (рис. 13.3). Досягнення цього стало можливим завдяки:

- удосконаленню засобів і підходів до постійного діагностування, зокрема моніторингу погіршення технічних показників, оцінювання функціональної готовності до виконання операцій та нагляду за метрологічними характеристиками;
- розширенню функціоналу кожного терміналу;
- передаванню частини функцій аналізу та технічної діагностики безпосередньо інтерфейсним модулям Smart-IED.

									Арк.
									114
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата	ДП 2026 141				

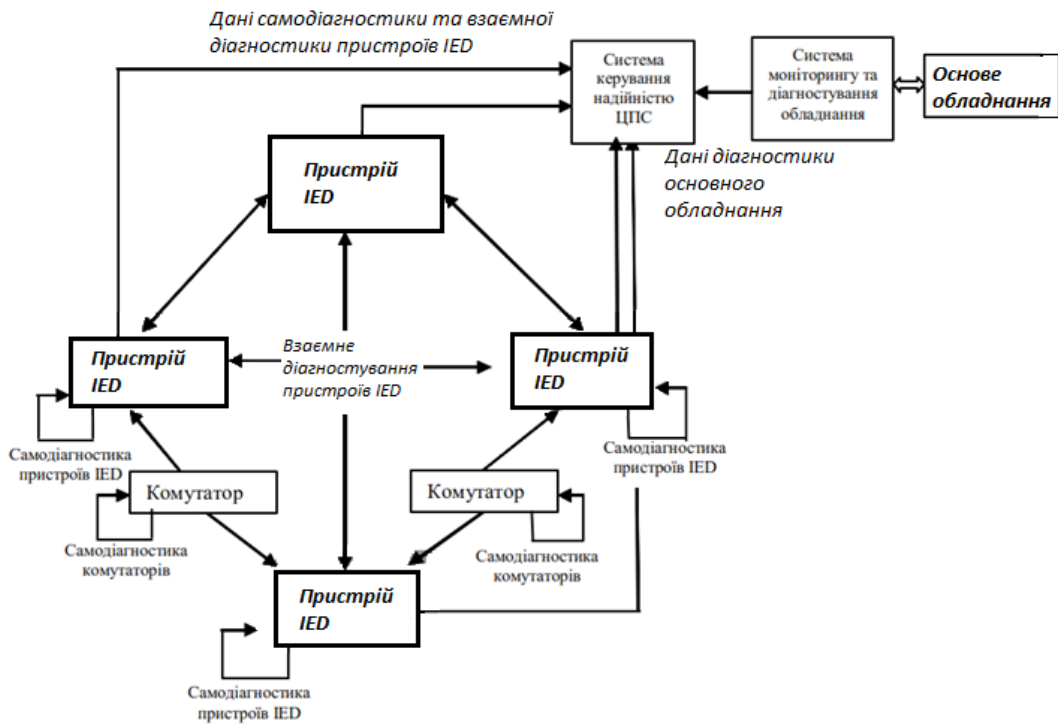


Рис. 13.3. Принцип роботи та взаємодії елементів цифрової підстанції

Важливим елементом цифрової підстанції є «програмно-технічний комплекс», що виконує функції центрального як програмно-апаратного ядра ЦПС та забезпечує узгоджене управління інформаційними потоками і автоматизованими процесами керування обладнанням.

«Програмно-технічний комплекс» (ПТК) повинен забезпечувати:

- оновлення й використання моделі технологічних процесів підстанції як інформаційної основи для розробки засобів контролю, аналітичних процедур, оцінювання достовірності даних і керування цифровою підстанцією;
- функціонування підсистем аналізу технологічних ситуацій, включно з підтримкою прийняття рішень у складних або аварійних умовах на основі актуальної моделі;
- ведення баз даних щодо стану обладнання ЦПС, моніторинг передаварійного стану та формування попереджувальних і аварійних повідомлень;
- інтеграцію з центрами управління вищого рівня, що забезпечує взаємодію в ієрархічній системі управління електроенергетичною мережею;

– телекерування обладнанням ЦПС з урахуванням допустимості та безпечності операцій, а також гарантування виконання команд управління відповідно до фактичного стану підстанції.

### 13.3. Міжнародна практика застосування ЦПС

Першим масштабним пілотним проектом з впровадження стандарту IEC 61850 стала підстанція TVA Bradley 500 кВ у США. Метою цього проекту було перевірити сумісність реалізації стандарту в обладнанні різних виробників. Завдяки проекту вдалося підвищити взаємодію між пристроями різних брендів, покращити кваліфікацію персоналу енергетичної компанії у сфері IEC 61850 та виявити потенційні проблеми при впровадженні стандарту.

Експеримент з упровадження процесної шини для дискретного обміну даними був виконаний на підстанції Alcalá de Henares (Іспанія), де керуючі команди та сигнали стану комутаційного обладнання передавалися у цифровому вигляді з використанням механізму GOOSE.

На цифровій підстанції Osbaldwick 400 кВ у Великобританії проводили дослідження, спрямовані на порівняння часових характеристик «мікропроцесорного релейного захисту» (МІРЗА), побудованого на традиційних трансформаторах струму, та МІРЗА на базі цифрових трансформаторів струму. Для цього використовувалися пристрої, що передавали миттєві значення струмів і напруг відповідно до стандарту IEC 61850-9-2.

Значного розвитку цифрові підстанції отримали в Китаї. Уже у 2006 році в експлуатацію була введена підстанція ЦПС 110 кВ Qujing, провінція Yunnan. До 2009 року Китай став світовим лідером у цій сфері, щороку запускаючи десятки нових цифрових підстанцій. Міжнародний досвід будівництва та впровадження ЦПС наведено в табл. 13.2.

					ДП 2026 141	Арк.
						116
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

## Світовий досвід впровадження цифрових підстанцій

Країна, що впровадила	Тип проєкту	Число	Примітка
Китай	Серійне впровадження	100 +	Впроваджуються в основному розробки китайських фірм
США, Канада	Пілотний проєкт	До 10 проєктів	Реалізовані
Європа	Пілотний проєкт	Одиничні проєкти в Іспанії, Франції тощо	Реалізовані
Україна	Пілотний проєкт	1-2	В процесі реалізації пілотний проєкт в «ДТЕК Київські електромережі»

Питання інтеграції складного електротехнічного обладнання, включаючи силові трансформатори, автотрансформатори, шунтові реактори та вимикачі, розглядаються у контексті автономного аналізу даних і реалізації самодіагностики.

У «розумних» мережах з необслуговуваними підстанціями передбачено застосування інтелектуальних трансформаторів, які здатні здійснювати комплексний контроль стану всіх систем – активної частини, трансформаторного масла, вводів, системи охолодження, регулятора напруги (РПН) та технологічних захистів. Такі пристрої виконують самодіагностику і формують рекомендації щодо подальших дій у випадку виявлення розвитку пошкоджень або ненормованих впливів на трансформатор.

Ключовою вимогою є забезпечення можливості управління регульованими пристроями трансформатора (РПН) у всіх режимах: автоматичному, ручному місцевому та ручному дистанційному, включно з керуванням з віддалених центрів, з контролем правильності виконання команд.

Крім того, «інтелектуальний» трансформатор повинен підтримувати профілактичну діагностику за допомогою аналітичного програмного забезпечення на основі даних з датчиків, автоматично керувати системою охолодження та

									Арк.
									117
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата	ДП 2026 141				

регулювати напругу під навантаженням залежно від стану енергомережі у зоні обслуговування підстанції.

Приклад подібного трансформатора виробляє компанія АВВ (див. рис. 13.4).



Рис. 13.4. Розумні трансформатори компанії АВВ

Система автоматизації енергетичного об'єкта, реалізована за технологією «цифрової підстанції», побудована на трьох рівнях: польовому (рівень процесу), рівні приєднання та станційному.

«Польовий рівень» включає первинні сенсори, що забезпечують зчитування дискретних сигналів, формування команд керування комутаційним обладнанням (мікро RTU), а також приймання й обробку аналогових вимірювальних сигналів. Рівень приєднання об'єднує інтелектуальні електронні пристрої (IED), призначені для керування та контролю, зокрема контролери приєднань, багатофункціональні вимірювальні пристрої, лічильники АСКОЕ, системи моніторингу трансформаторного устаткування, термінали релейного захисту, автоматики та локальної протиаварійної автоматики (ПА).

«Станційний рівень» представлений серверами верхнього рівня – системами SCADA, базами даних, засобами телемеханіки, системами збору й передавання

технологічних даних, концентраторами інформації, а також автоматизованими робочими місцями оперативного персоналу підстанції.

Миттєві значення напруги та струмів, передаються цифровими вимірювальними трансформаторами, пристроям на «рівень приєднання» за стандартом ІЕС 61850-9-2. Існують два основні види таких трансформаторів: оптичні та електронні. Оптичні трансформатори здебільшого застосовуються у системах управління та автоматизації цифрових підстанцій завдяки принципу вимірювання, який не піддається впливу електромагнітних перешкод. Електронні трансформатори базуються на традиційних трансформаторах із використанням спеціалізованих аналогово-цифрових перетворювачів.

Дані про технічний стан комутаційних пристроїв, а також інші дискретні сигнали, зокрема положення перемикачів режимів керування чи справність кіл обігріву приводів, зчитуються за допомогою віддалених модулів ПЗО, які встановлюються безпосередньо поблизу відповідного обладнання. Ці модулі мають релейні виходи, що використовуються для керування комутаційною апаратурою, і підтримують функції високоточної часової синхронізації. Інформація, отримана з модулів ПЗО, передається волоконно-оптичними лініями в межах процесної шини з використанням протоколу ІЕС 61850-8-1 (GOOSE). Передавання команд керування комутаційними апаратами також реалізується через зазначені модулі відповідно до вимог цього ж стандарту.

Силове обладнання обладнується комплектом цифрових датчиків. Для моніторингу трансформаторного та елегазового обладнання застосовуються спеціалізовані системи з цифровим інтерфейсом, які дозволяють інтегрувати їх в АСУТП без потреби у використанні дискретних входів або аналогових датчиків типу 4–20 мА.

Сучасні комплектні розподільчі пристрої з елегазовою ізоляцією (КРУЕ) обладнуються інтегрованими цифровими вимірювальними трансформаторами струму та напруги, тоді як шафи керування КРУЕ додатково оснащуються виносними модулями ПЗО, призначеними для збирання дискретної інформації. Встановлення цифрових сенсорів здійснюється безпосередньо на підприємстві-

									Арк.
									119
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата					

ДП 2026 141

виробнику, що істотно полегшує етапи проектування, монтажу та пусконаладжувальних робіт безпосередньо на об'єкті експлуатації.

Ще однією особливістю сучасних систем автоматизації енергетичних об'єктів є об'єднання середнього рівня (концентратори даних) та верхнього рівня (сервери та АРМ) у єдиний станційний рівень. Це стало можливим завдяки передачі даних за спільним протоколом IEC 61850-8-1, оскільки раніше середній рівень займався конвертацією інформації у єдиний формат для інтегрованої АСУТП, а нині його функція поступово втрачає актуальність.

«Рівень приєднання» охоплює інтелектуальні електронні засоби, що приймають дані від польових сенсорів, здійснюють їх алгоритмічну та логічну обробку і формують керувальні сигнали. Передавання цих команд відбувається як безпосередньо на первинне обладнання через польові виконавчі пристрої, так і на станційний рівень системи керування. До складу таких інтелектуальних пристроїв входять контролери приєднань, мікропроцесорні термінали релейного захисту й автоматики, а також інші універсальні мікропроцесорні системи.

### **13.4. Елементи системи захисту цифрової підстанції**

#### **1) Напрями атак на підстанцію**

Кібератаку на підстанцію доцільно розглядати як інцидент, у межах якого зловмисник здійснює несанкціонований вплив, що призводить до зміни, порушення або повного виведення з роботи щонайменше одного пристрою захисту, автоматики чи керування підстанції.

Типова підстанція має декілька потенційних векторів ураження. Зокрема, зловмисник може отримати доступ через бездротові технології центру керування. Подібний сценарій мав місце під час однієї з кібератак в Україні, коли внаслідок модифікації програмного забезпечення шлюзів було спричинено їх відмову.

Ще одним можливим каналом проникнення є інженерні персональні комп'ютери, які використовуються для підключення до обладнання підстанції. У разі під'єднання інженерного ПК до релейного захисту з метою зміни налаштувань, наявне на комп'ютері шкідливе програмне забезпечення може бути

									Арк.
									120
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата					

ДП 2026 141

перенесене безпосередньо на реле. Аналогічну загрозу становлять ноутбуки, що застосовуються для випробувань систем за стандартом ІЕС 61850, оскільки вони часто підключаються безпосередньо до станційної шини, створюючи ризик зараження інтелектуальних електронних пристроїв (IED).

У зв'язку з цим доцільним є використання сучасних засобів тестування ІЕС 61850, які забезпечують кібербезпечну ізоляцію між тестовим комп'ютером і мережею підстанції. Водночас самі тестові пристрої також можуть виступати потенційним шляхом атаки, тому виробникам такого обладнання необхідно приділяти підвищену увагу посиленню механізмів їх кіберзахисту.

Окремим напрямом загроз є сховища налаштувань і тестової документації. Сервери, на яких зберігаються ці дані, належать до критичного периметру безпеки підстанції, що обґрунтовує потребу у створенні ізольованих та захищених рішень для управління й зберігання відповідної інформації.

## 2) Кібербезпека та ІЕС 61850

Одним із часто обговорюваних питань кібербезпеки цифрових підстанцій є: «Що станеться, якщо зловмисник надішле GOOSE-повідомлення з командою відключення у станційну шину, і як можна цьому запобігти?» При розгляді цієї проблеми важливо не обмежуватися лише сценаріями фізичного доступу до мережі підстанції. Існують й інші можливі шляхи проникнення: заражений інженерний чи тестовий комп'ютер, підключений до станційної шини, або навіть інфікований інтелектуальний електронний пристрій (IED), можуть почати видавати GOOSE-повідомлення без дозволу.

Механізми контролю, такі як перевірка статусу та порядкових номерів у GOOSE-повідомленнях, раніше розглядалися як «засоби захисту» протоколу. Проте у 2021 році їх важко вважати ефективними механізмами безпеки, оскільки зловмисник може перехопити поточні значення і підробити повідомлення.

Стандарт ІЕС 61850 визначає протоколи зв'язку для сучасних захисних реле, RTU-блоків та автоматизації підстанцій, що дозволяє інтегрувати

									Арк.
									121
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата	ДП 2026 141				

обладнання різних виробників у єдину архітектуру підстанцій і будувати системи «розумних» мереж у масштабі світової енергетики.

ІЕС 61850 забезпечує сумісність і взаємодію між системами контролю та захисту різних рівнів, що є ключовою перевагою для інтеграції обладнання в цифрові підстанції.

### **3) Використання шифрування**

Шифрування часто розглядають як універсальний засіб забезпечення кібербезпеки. У стандарті ІЕС 62351 передбачено використання шифрування для повідомлень GOOSE і MMS. Однак у середовищі підстанції лише обмежена кількість застосувань дійсно потребує забезпечення конфіденційності даних.

У випадках, коли неможливість підробки повідомлень (забезпечення цілісності) та підтвердження джерела їх надсилання (автентифікація) вже реалізовані в протоколах GOOSE і MMS, потреба в шифруванні відсутня. Прикладом ситуації, де шифрування може бути доцільним, є передавання маршрутизованих GOOSE-повідомлень (R-GOOSE) через відкриті або незахищені канали зв'язку.

Разом з тим застосування шифрування створює додаткове навантаження на процесори інтелектуальних пристроїв керування, збільшує затримки передавання GOOSE-повідомлень і ускладнює процеси тестування та налагодження. У більшості практичних випадків це не дає суттєвого приросту рівня захисту порівняно з уже наявними механізмами автентифікації. Крім того, використання шифрування ускладнює аналіз мережевого трафіку та обмежує можливості застосування методів моніторингу і діагностики системи.

### **4) Захист в середині системи**

Більшість підстанцій за стандартом ІЕС 61850, побудованих до цього часу, ще не інтегрували механізми ІЕС 62351, які передбачають підвищений рівень кіберзахисту. Навіть у випадках, коли використовуються протоколи GOOSE і MMS з кодами автентифікації, заражені пристрої всередині мережі можуть

					<b>ДП 2026 141</b>	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		122

поширювати шкідливе ПЗ на інші пристрої або порушувати працездатність системи зв'язку.

З цієї причини у більшості інфраструктур рекомендується застосовувати системи виявлення вторгнень (СОВ), які знайомі у класичних ІТ-мережах. Ці системи дозволяють виявляти потенційні загрози та шкідливі дії всередині мережі підстанції. На сьогодні СОВ стають дедалі поширенішими у сфері електропостачання та автоматизації підстанцій.

### **5) Системи на основі навчання**

Для виявлення невідомих атак багато постачальників впроваджують підходи на базі навчання системи. Такі системи відстежують частоту і часові параметри певних маркерів протоколу, щоб сформувати модель нормальної поведінки мережі. Після завершення навчального етапу система сповіщає про події, якщо значення маркерів значно відхиляються від очікуваного діапазону.

Однак під час навчання можуть виникати хибні спрацювання, наприклад, через звичайні дії захистів, автоматичних перемикачів або поточне технічне обслуговування. Оскільки такі системи не розуміють семантики протоколів, тривожні сигнали описуються на рівні технічних деталей протоколу. Для оцінки таких сповіщень потрібні інженери, які добре знайомі з ІЕС 61850 та мережевою безпекою.

Висока кількість хибних тривог призводить до того, що сигнали часто ігноруються або відхиляються без ретельної перевірки, і в результаті система виявлення вторгнень може бути відключена.

### **6) Функціональний моніторинг безпеки**

Для виявлення кіберзагроз у мережі підстанції застосовується детальний функціональний моніторинг. Завдяки високому рівню деталізації можна виявляти не лише потенційні загрози кібербезпеки, такі як неправомірні дії, а й збої зв'язку, проблеми синхронізації часу, а також деякі пошкодження обладнання. Якщо

					ДП 2026 141	Арк.
						123
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

система має інформацію про однолінійну схему підстанції та доступ до значень вимірювань через MMS, можливості для перевірки її стану значно розширюються.

Наприклад, для протоколу GOOSE передбачено 33 типи тривоги, які сигналізують про різні неполадки – від простих збоїв до складних проблем у мережі. Якщо час передачі GOOSE-повідомлення перевищує 3 мс, це може свідчити про проблеми з IED або з синхронізацією часу.

Що стосується комунікацій MMS, використовуючи модель підстанції з описом у SCL, система знає, які логічні вузли керують яким обладнанням. Це дозволяє розрізняти коректні та некоректні дії, а також критичні та некритичні операції. Наприклад, при перемиканні вимикача у тестовий режим протокол MMS зберігає ту ж послідовність повідомлень, але вплив на обладнання підстанції суттєво відрізняється.

## 7) Поведінка при спрацюванні тривоги

Важливо зазначити, що програмне забезпечення Station Guard, яке відповідає за перегляд та моніторинг обладнання, працює виключно пасивно. Якщо виявлено заборонену або небезпечну дію, система лише формує тривожний сигнал. Цей сигнал може передаватися шлюзу, RTU або до центра управління, а також інтегруватися у спеціалізовану систему збору та аналізу подій безпеки (SIEM), яка проводить аналіз у реальному часі.

Station Guard не здійснює активних дій щодо управління підстанцією. У разі використання певного апаратного варіанту можна підключити визначені користувачем виконавчі виходи безпосередньо до RTU. Тоді сигнал тривоги передається безпосередньо, без мережевого зв'язку, і може бути інтегрований у стандартний список сигналів SCADA, як будь-який інший провідний сигнал станції.

					ДП 2026 141	Арк.
						124
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

## ЛІТЕРАТУРА

1. Шестеренко В.Є. Системи електроспоживання та електропостачання промислових підприємств: підруч. /В.Є. Шестеренко. – Вінниця: Нова Книга, 2011.– 656 с.

2. Сірий О.М. Системи електроспоживання: розрахунки, вибір обладнання: навч. посіб. /О.М.Сірий; Міністерство освіти і науки, молоді та спорту України, Нац. університет харч. технол.-К.: НУХТ, 2011.-319 с.

3. В.Є.Шестеренко. Проектування систем електропостачання. /В.Є. Шестеренко, О.В. Шестеренко. – Київ: ПП «К» 2017. – 436 с.

4. Шестеренко В.Є., Шестеренко О.В. Електропостачання промислових підприємств. Посібник до курсового та дипломного проектування. В.Є. Шестеренко, О.В. Шестеренко. – Київ: 2013. – 424 с.

5. Самойленко О. М., Краснов В. В., Січкарьов С. М. Електропостачання промислових об'єктів: навч. посібник. – К: "Каравела", 2020. – 352 с.

6. Силові споживачі електричної енергії: [навч. посіб.] /[Соловей О. І., Розен В. П., Ситник О. О. та ін.]; за заг. ред. О. І. Солов'я; М-во освіти і науки, Черкас. держ. технол. ун-т. – Черкаси : ФОП Кандич С. Г., 2016. – 121 с.

7. АСУ в електроспоживанні навчальний посібник /Л.Б. Терешкевич. – Вінниця: ВНТУ, 2016. – 136 с.

8. Правила улаштування електроустановок (ПУЕ). Затверджено Наказом Міністерства енергетики та вугільної промисловості України від 21.07.2017 р. № 476.

9. ДБН В.2.5-28:2018 Природне і штучне освітлення. К. – Мінрегіон України, 2018 р.

					<b>ДП 2026 141</b>			
<i>Змн.</i>	<i>Арк.</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Підпис</i>	<i>Дата</i>				
<i>Розроб.</i>		<i>Балаж В.В.</i>			<b>Література</b>	<i>Літ.</i>	<i>Арк.</i>	<i>Аркушіє</i>
<i>Перевір.</i>		<i>Копилова Л.О.</i>					125	
<i>Реценз.</i>		<i>Красюк М.І.</i>				<i>ННІТІ ім. акад. І.С.Гулого ЗЕЛ-5-3</i>		
<i>Н. Контр.</i>								
<i>Затверд.</i>		<i>Балюта С.М.</i>						

10. Охорона праці в галузі: Метод. вказівки до викон. розрахунково-граф. роботи „Розрахунок заземлюючого контуру” для студ. спец. 7.090603 „Електротехнічні системи електроспоживання” напряму 0906 „Електротехніка” денної та заоч. форм навчання /Уклад.: В.М.Фалес, Є.С.Богданов, А.М.Литвиненко. – К.: НУХТ, 2004. – 27 с.

11. Жидецький В.Ц., Джигирей В.С., Сторожук В.М. та ін. Практикум із охорони праці. Навчальний посібник /За ред. канд. техн. наук, доцента В.Ц. Жидецького. – Львів, Афіша, 2000 – 352 с.

12. О.В. Кулаков, В. О. Росоха. Електротехніка та пожежна профілактика в електроустановках: Підручник. – Харків: Національний університет цивільного захисту України, 2012.

13. І.В. Касаткіна, С.М. Бойко, О.А. Жуков. Інтелектуальні системи електропостачання. Навчальний посібник /І.В. Касаткіна, С.М. Бойко, О.А. Жуков – 2023. – 151 с.

14. Цифрова підстанція складова системи "Smart grid"/В.І. Васильченко, О.Г. Гриб, О.В. Лелека, Д.А. Гапон, Т.С. Ієрусалімова. Електротехніка і Електромеханіка. 2014. №6. С. 72-76.

15. HardFiber – шина процесу згідно МЕК 61850. Брошура GE Multilink: [сайт] URL: [http://www.gedigitalenergy.com/products/brochures/HardFiber\\_ru.pdf](http://www.gedigitalenergy.com/products/brochures/HardFiber_ru.pdf).

16. Руських А. О. Діджиталізація: основа конкурентоспроможності підприємства в реаліях цифрової економіки *Вісник економіки транспорту і промисловості*. 2019. № 68. С. 181-192.

					ДП 2026 141	Арк.
						126
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		