

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)

«__» _____ 2025 р.

«__» _____ 2025 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: «Проектування розподільчої мережі машинобудівного комплексу в м. Мукачєво та автоматизовані системи контролю, обліку та управління енерговикористанням»

Виконав: здобувач 5 курсу, групи ЗЕЛ 5-3

_____ Стасьо Василь Васильович _____
(прізвище, ім'я, по батькові повністю) (підпис)

Керівник Мащенко Олег Анатолійович _____
(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 – 2025 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/

« 10 » жовтня 2024 р.

З А В Д А Н Н Я

НА КВАЛІФІКАЦІЙНУ РОБОТУ ЗДОБУВАЧА

Стасьо Василя Васильовича

(прізвище, ім'я, по батькові)

1. Тема роботи Проектування розподільчої мережі машинобудівного комплексу в м. Мукачєво та автоматизовані системи контролю, обліку та управління енерговикористанням

керівник роботи Мащенко Олег Анатолійович, ст. викладач

затверджені наказом закладу вищої освіти від « 10 » 10. 2024 р. № 861-кс.

2. Строк подання здобувачем роботи 31 січня 2025 року.

3. Вихідні дані до роботи План машинобудівного комплексу в м. Мукачєво та його механічного цеху; характеристика споживачів електричної енергії комплексу та цеху; відомості про джерела живлення; умови проектування

4. Зміст розрахунково-пояснювальної записки (перелік питань, які потрібно розробити) Вихідні дані; проектування електропостачання машинобудівного комплексу: визначення електричних навантажень; вибір кількості та потужності трансформаторів цехових ТП та ГПП з урахуванням компенсації реактивної потужності; вибір захисних і комутаційних апаратів, вибір ліній електропостачання напругою понад 1 кВ та перевірка їх на дію струмів короткого замикання; проектування електропостачання механічного цеху: розрахунок силових і освітлювальних навантажень, визначення кількості та потужності цехової ТП на підставі техніко-економічних показників, розробка схеми електропостачання цеху та вибір її елементів, побудова карти селективного захисту та оцінка відхилення напруги; охорона праці; спеціальна частина. Автоматизовані системи контролю, обліку та управління енерговикористанням.

5. Перелік графічного матеріалу

1. Генеральний план машинобудівного комплексу та розподільча мережа напругою 10 кВ. 2. Однолінійна схема електропостачання машинобудівного комплексу.

3. План механічного цеху з силовою і освітлювальною мережею. 4. Однолінійна схема електропостачання механічного цеху. 5. Автоматизовані системи контролю, обліку та управління енерговикористанням.

6. Консультанти розділів роботи

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

7. Дата видачі завдання 10 жовтня 2024 року

КАЛЕНДАРНИЙ ПЛАН

Пор №	Назва етапів виконання кваліфікаційної роботи	Строк виконання етапів роботи	Примітка
1	Отримання завдання на дипломне проектування	10.10.2024 р	
2	Вступ	16.10.2024 р	
3	Вихідні дані	20.10.2024 р	
4	Проектування електропостачання машинобудівного комплексу	20.11.2024 р	
5	Проектування електропостачання механічного цеху	20.12.2024 р	
6	Охорона праці	28.12.2024 р	
7	Спеціальна частина. Автоматизовані системи контролю, обліку та управління енерговикористанням	15.01.2025 р	
8	Література	18.01.2025 р	
9	Оформлення пояснювальної записки	22.01.2025 р	
10	Оформлення графічної частини проекту	28.01.2025 р	
11	Подання готової роботи для перевірки на плагіат	31.01.2025 р	

Здобувач _____
(підпис)

Стасьо В.В. _____
(прізвище та ініціали)

Керівник роботи _____
(підпис)

Мащенко О.А. _____
(прізвище та ініціали)

Анотація

Стасьо Василь Васильович. Дипломний проєкт на тему:

«Проектування розподільчої мережі машинобудівного комплексу в м. Мукачєво та автоматизовані системи контролю, обліку та управління енерговикористанням»

Національний Університет Харчових Технологій, Київ - 2025

141 «Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка»

Додана пояснювальна записка складається із вступу, 5 розділів та списку використаної літератури. Обсяг проєкту становить 131 сторінка.

До опису надано графічну частину, яка складається із п'яти креслень: генеральний план машинобудівного комплексу та розподільча мережа напругою 10 кВ, однолінійна схема електропостачання машинобудівного комплексу, план механічного цеху з силовою і освітлювальною мережею, однолінійна схема електропостачання механічного цеху, автоматизовані системи контролю, обліку та управління енерговикористанням.

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; виконано розрахунок електричних навантажень; визначено число й потужність силових трансформаторів на ГПП та цехових трансформаторних підстанцій; розраховано та вибрано високовольтне і низьковольтне електрообладнання та провідники і перевірено їх до дії струмів короткого замикання. В спеціальній частині проєкту розглянуто питання «Автоматизовані системи контролю, обліку та управління енерговикористанням».

У розділі охорона праці наведено основні вимоги безпеки до виробничого обладнання та робочих місць, основні заходи з електробезпеки та пожежної безпеки, захисту від електромагнітних полів та виконано розрахунок заземлюючих пристроїв.

Ключові слова: машинобудівний комплекс, механічний цех, електричне навантаження, освітлення, трансформатор, захисна апаратура, струм короткого замикання, провід, кабель, компенсація реактивної потужності, автоматизована система, облік, контроль.

Abstract

VASYL STASO. Diploma project on the topic:

"Designing the distribution network of the machine-building complex in Mukachevo and automated systems of control, accounting and management of energy use"

National University of Food Technologies, Kyiv - 2025

141 "Electric power engineering, electrical engineering and electromechanics"

The attached explanatory note consists of an introduction, 5 chapters and a list of used literature. The volume of the project is 131 pages.

The description is accompanied by a graphic part consisting of five drawings: a general plan of the machine-building complex and a 10 kV distribution network, a single-line diagram of the power supply of the machine-building complex, a plan of the mechanical shop with a power and lighting network, a single-line diagram of the mechanical shop's power supply, automated control systems, accounting and management of energy use.

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

As a result of the implementation of the project, a brief description of the technological process is given; the calculation of electrical loads has been performed; the number and capacity of power transformers at the GPP and workshop transformer substations are determined; calculated and selected high-voltage and low-voltage electrical equipment and conductors and tested them for short-circuit currents. In a special part of the project, the issue of "Automated systems of control, accounting and management of energy use" is considered.

In the occupational safety section, the main safety requirements for production equipment and workplaces, the main measures of electrical safety and fire safety, protection against electromagnetic fields, and the calculation of grounding devices are given.

Keywords: machine-building complex, mechanical shop, electrical load, lighting, transformer, protective equipment, short-circuit current, wire, cable, compensation of reactive power, automated system, accounting, control.

ЗМІСТ

ВСТУП.....	6
1. ВИХІДНІ ДАНІ.....	8
2. ПРОЕКТУВАННЯ ЕЛЕКТРОПОСТАЧАННЯ МАШИНОБУДІВНОГО КОМПЛЕКСУ.....	10
2.1. Визначання електричних навантажень машинобудівного комплексу...	10
2.2. Компенсація реактивної потужності.....	16
2.3. Визначення центру електричних навантажень машинобудівного комплексу.....	18
2.4. Визначення числа та потужності трансформаторів ГПП.....	19
2.5. Визначення числа та потужності трансформаторів цехових ТП.....	20
2.6. Вибір номінальної напруги мережі зовнішнього електропостачання....	21
2.7. Розрахунок та вибір живильної ЛЕП від РПС до ГПП.....	22
2.8. Розрахунок та вибір живильних кабельних ліній від ГПП до цехових ТП та високовольтних споживачів.....	23
2.9. Розрахунок струмів КЗ у мережах напругою понад 1 кВ.....	23
2.10. Перевірка кабельних ліній напругою понад 1 кВ на термічну стійкість	27
2.11. Вибір захисних та комутаційних апаратів ГПП.....	29
3. ПРОЕКТУВАННЯ ЕЛЕКТРОПОСТАЧАННЯ МЕХАНІЧНОГО ЦЕХУ	33
3.1. Коротка характеристика споживачів цеху по режиму навантаження, категорії безперебійності тощо.....	33
3.2. Вибір напруги цехової мережі та системи живлення силових і освітлювальних приймачів.....	35
3.3. Вибір схеми електропостачання механічного цеху.....	36

					<i>ДП 2025 141</i>			
<i>Змн.</i>	<i>Арк.</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Підпис</i>	<i>Дата</i>				
<i>Розроб.</i>		<i>Стасьо В.В.</i>			Зміст	<i>Літ.</i>	<i>Арк.</i>	<i>Аркушів</i>
<i>Перевір.</i>		<i>Мащенко О.А.</i>					4	
<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>						

ВСТУП

Нині, як ніколи, гостро постало питання про суттєве підвищення ефективності виробництва. Під час вирішення питань технічного вдосконалення виробництва передбачається підвищення рівня електрифікації виробництва та ефективності використання електроенергії, Передача, розподіл та споживання електроенергії на промислових підприємствах повинні проводитися з високою економічністю та надійністю. Так, у системах цехового електропостачання все частіше використовуються комплектні розподільні пристрої (КРУ) та комплектні трансформаторні підстанції (КТП), а також комплектні силові та освітлювальні струмопроводи.

Все це створює гнучку та надійну систему розподілу електроенергії, що заощаджує велику кількість кабельно-провідникової продукції. Значно спростилися схеми підстанцій різних напруг і призначень за рахунок відмови від збірних шин і вимикачів на первинній нарузі та застосування глухого приєднання трансформаторів підстанцій до ліній живлення і т.д.

Основними визначальними факторами при проектуванні електропостачання повинні бути характеристики джерел живлення та споживачів електроенергії, і в першу чергу вимога підвищення надійності електропостачання за рахунок забезпечення резервування в технологічній частині проекту. Не менш важливим є забезпечення високих вимог електробезпеки.

Проектування систем електропостачання має бути максимально оптимізовано, враховувати найсучасніші тенденції – наприклад, максимально можливе наближення високої напруги (35–330 кВ) до споживачів, з використанням мінімальної кількості ступенів проміжної трансформації.

					<i>ДП 2025 141</i>			
<i>Змн.</i>	<i>Арк.</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Підпис</i>	<i>Дата</i>				
<i>Розроб.</i>		<i>Стасьо В.В.</i>			Вступ	<i>Літ.</i>	<i>Арк.</i>	<i>Акрушів</i>
<i>Перевір.</i>		<i>Мащенко О.А.</i>					<i>6</i>	
<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>						

Раціональні схемні рішення мають забезпечувати обмеження струмів короткого замикання.

Заходи щодо забезпечення якості електроенергії повинні вирішуватись комплексно та базуватися на раціональній технології та режимі виробництва, а також на економічних критеріях.

При виборі обладнання необхідно прагнути до уніфікації та застосування комплектних пристроїв (КРУ, КСВ та ін.) різних напруг, потужності та призначення, що підвищує надійність електроустановки, зручність та безпеку її обслуговування.

Метою кваліфікаційної роботи є проектування розподільчої мережі машинобудівного комплексу в м. Мукачево та розгляд питання щодо автоматизованих систем контролю, обліку та управління енерговикористанням.

Відповідно до поставленої мети визначено такі завдання:

- визначити електричні навантаження машинобудівного комплексу та механічного цеху;
- уточнення потужності трансформаторів і кабелів, що живлять як машинобудівний комплекс так і цех;
- вибір силових шаф, щитів та інших джерел живлення цехового обладнання;
- провести розрахунок струмів короткого замикання в мережі напругою понад та до 1 кВ;
- розрахувати, вибрати та здійснити перевірку всього необхідного обладнання та апаратів для забезпечення надійного та безпечного електропостачання машинобудівного комплексу та його механічного цеху.

					ДП 2025 141	Арк.
						7
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

1. ВИХІДНІ ДАНІ

Вихідними даними до проектування розподільчої мережі машинобудівного комплексу в м. Мукачево є його план (рис. 1.1.) та характеристика споживачів електричної енергії по цехам (табл. 1.1).

Опір системи X_c , в.о – 0,65.

Масштаб плану машинобудівного комплексу L , м – 150.

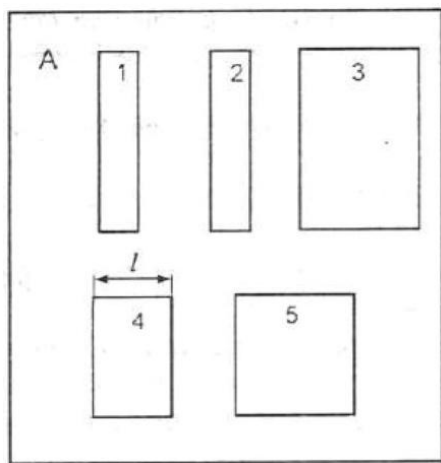


Рис. 1.1. План машинобудівного комплексу в м. Мукачево

Таблиця 1.1

Вихідні дані для проектування розподільчої мережі напругою 10 кВ

План	Найменування цеху	Встановлена потужність, кВт	Середньовиважений $\cos \varphi$	Коефіцієнт попиту, K_p
А	Збиральний цех	1700	0,79	0,73
	Штампувальний цех	1150	0,85	0,69
	Ливарня	1800	0,76	0,65
	Дугові печі 10/6 кВ	2500	0,75	0,65
	Механічний цех	720	0,79	0,75
	Цех збірки двигунів	2000	0,81	0,84

					ДП 2025 141		
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата			
Розроб.	Стасько В.В.				1. Вихідні дані		
Перевір.	Мащенко О.А.						
Реценз.	Красюк М.І.						
Н. Контр.							
Затверд.	Балюта С.М.						
					Літ.	Арк.	Аркушів
						8	
					ННІТІ ім. акад. І.С.Гулого ЗЕЛ-5-3		

Для розробки електропостачання механічного цеху машинобудівного комплексу, вихідними даними є характеристика споживачів електричної енергії, яка наведена в табл. 1.2.

Таблиця 1.2

Вихідні дані для проектування розподільчої мережі механічного цеху

Найменування електроприймача	Кількість, шт.	$P_{\text{ном}}$, кВт	k_B , в.о.	$\cos \varphi / \text{tg } \varphi$
1. Верстат токарний	10	15	0,14	0,5/1,73
2. Верстат фрезерний	7	14	0,14	0,5/1,73
3. Автоматична лінія	3	45	0,53	0,7/1,02
4. Вентилятор	9	11	0,65	0,8/0,75
5. Насос	8	11	0,7	0,85/0,62
6. Автоматична лінія	1	55	0,53	0,7/1,02
10. Індукційна піч	2	35	0,6	0,7/1,02
11. Електропіч опору	2	55	0,6	0,7/1,02
12. Мостовий кран	2	22	0,1	0,5/1,732
13. Транспортер	2	8,5	0,4	0,75/0,88
Всього:		866		

					ДП 2025 141	Арк.
						9
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

2. ПРОЕКТУВАННЯ ЕЛЕКТРОПОСТАЧАННЯ МАШИНОБУДІВНОГО КОМПЛЕКСУ

2.1. Визначення електричних навантажень машинобудівного комплексу

2.1.1. Загальні положення щодо визначення розрахункових навантажень

Правильне визначення електричних навантажень при проектуванні системи електропостачання – основа раціонального вирішення питань, пов'язаних із електропостачанням промислового підприємства. Знання навантажень дозволяє вибирати кількість і потужність трансформаторів, перевіряти струмопровідні елементи по нагріванню та втраті напруги, правильно вибирати захисні пристрої та компенсуючі установки. Результати розрахунків навантажень служать вихідними даними для подальшого проектування.

Для обчислення розрахункових навантажень груп приймачів необхідно знати встановлену потужність (сума номінальних потужностей всіх електроприймачів групи) та відомості про технологію.

Група ЕП окремої будівлі (ділянки, цеху) може живитися на напрузі 0,4 кВ від шаф, щитів, розподільчих пунктів, збірок, магістралей другого рівня (2УР).

Декілька шаф 2УР та окремих ЕП живляться від щита низької напруги (магістралі) третього рівня (3УР) – трансформаторної підстанції 10(6)/0,4 кВ.

Будівля (цех), що окремо стоїть, при наявності високовольтних електродвигунів і ТП 10(6)/0,4 кВ може живитися від власної розподільчої підстанції РП 10(6) кВ – четвертий рівень системи електропостачання (4УР). У свою чергу РП, окремі ТП та високовольтні двигуни живляться від ГПП – п'ятий рівень розподілу (5УР) на розподільчій (середній) для заводу напрузі (зазвичай 10 кВ). На високій стороні 35, 110(154), 220(330) кВ договором встановлюється

					ДП 2025 141			
<i>Змн.</i>	<i>Арк.</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Підпис</i>	<i>Дата</i>				
<i>Розроб.</i>		<i>Стасьо В.В.</i>			2. Проектування електропостачання машинобудівного комплексу	<i>Літ.</i>	<i>Арк.</i>	<i>Акрушів</i>
<i>Перевір.</i>		<i>Мащенко О.А.</i>					10	
<i>Реценз.</i>		<i>Красюк М.І.</i>				ННІТІ ім. акад. І.С.Гулого ЗЕЛ-5-3		
<i>Н. Контр.</i>								
<i>Затверд.</i>		<i>Балюта С.М.</i>						

шостий рівень (6УР) – межа поділу відповідальності між підприємством та енергосистемою, величина навантаження та електроспоживання.

Метод знаходження розрахункових навантажень залежить від наявності вихідних даних та рівня системи електропостачання. Наприклад, для 1УР розрахункове навантаження дорівнює номінальній потужності електроприймача. Для всіх рівнів системи електропостачання застосуємо метод коефіцієнта попиту. Його можна використовувати за відсутності укрупнених даних за рівнем, для якого визначаються навантаження (наприклад, питомого споживання електроенергії на одиницю продукції або питомої густини навантажень на 1 м² площі цеху), або даних за потужністю та режимами кожного електроприймача.

Відповідно до методу коефіцієнта попиту допускається (на початкових стадіях проектування та в орієнтовних розрахунках) розраховувати навантаження підприємства в цілому за середніми величинами коефіцієнта попиту $K_{\text{п}}$ за формулою:

- активна розрахункова потужність

$$P_{\text{роз}} = K_{\text{п}} \cdot P_{\text{уст}}, \quad (2.1)$$

де $P_{\text{уст}}$ – сумарна встановлена потужність електроприймачів споживача, кВт;

$K_{\text{п}}$ – коефіцієнт попиту встановленої потужності споживача;

- реактивна розрахункова потужність

$$Q_{\text{роз}} = P_{\text{роз}} \cdot \text{tg}\varphi, \quad (2.2)$$

де $\text{tg}\varphi$ – коефіцієнт, пов'язаний з коефіцієнт потужності споживача через тригонометричні залежності;

- повна розрахункова потужність

$$S_{\text{роз}} = \sqrt{P_{\text{роз}}^2 + Q_{\text{роз}}^2}. \quad (2.3)$$

В якості прикладу, наведемо розрахунок для складального цеху:

$$P_{\text{роз}} = 0,73 \cdot 1700 = 1241 \text{ кВт};$$

$$Q_{\text{роз}} = 1241 \cdot 0,78 = 963,12 \text{ квар};$$

					ДП 2025 141	Арк.
						11
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

$$S_{\text{роз}} = \sqrt{1241^2 + 963,12^2} = 1570,89 \text{ кВ}\cdot\text{А}.$$

Розрахунки для інших цехів виконуються аналогічно наведеному розрахунку в табличній формі і їх результати показані в табл. 2.1.

2.1.2. Розрахунок високовольтного навантаження

Високовольтне навантаження, представлене у даному випадку дуговою піччю ($U_{\text{н}}=10\text{кВ}$), що встановлена у ливарні, розраховується аналогічно низьковольтному навантаженню – методом коефіцієнта попиту.

$$P_{\text{роз}} = 0,7 \cdot 2500 = 1625 \text{ кВт};$$

$$Q_{\text{роз}} = 1625 \cdot 0,88 = 1433,12 \text{ квар};$$

$$S_{\text{роз}} = \sqrt{1625^2 + 1433,12^2} = 2166,67 \text{ кВ}\cdot\text{А}.$$

Результати розрахунку представлені в табл. 2.1.

Таблиця 2.1

Результати розрахунку навантажень 10 кВ та 0,4 кВ

Найменування цеху	$P_{\text{уст}}$, кВт	$K_{\text{п}}$	$\cos \varphi$	$\text{tg } \varphi$	$P_{\text{роз}}$, кВт	$Q_{\text{роз}}$, квар	$S_{\text{роз}}$, кВА
Збиральний цех	1700	0,73	0,79	0,78	1241,00	963,12	1570,89
Штампувальний цех	1150	0,69	0,85	0,62	793,50	491,77	933,53
Ливарня	1800	0,65	0,76	0,86	1170,00	1000,54	1539,47
Дугові печі 10/6 кВ	2500	0,65	0,75	0,88	1625,00	1433,12	2166,67
Механічний цех	720	0,75	0,79	0,78	540,00	419,09	683,54
Цех збірки двигунів	2000	0,84	0,81	0,72	1680,00	1216,30	2074,07
Всього до 1 кВ	7370	0,74	0,80	0,75	5424,50	4090,81	6794,11
Всього понад 1 кВ	2500	0,65	0,75	0,88	1625,00	1433,12	2166,67

2.1.3. Розрахунок освітлювального навантаження

Активне освітлювальне навантаження цеху визначають за методом питомої густини навантажень, який застосовується для визначення розрахункових навантажень від освітлювальних електроприймачів:

					ДП 2025 141	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		12

$$P_{p.o.c} = K_{п.о} \cdot p_{пит} \cdot F_{ц}, \quad (2.4)$$

де $K_{п.о}$ – коефіцієнт попиту освітлювального навантаження;

$p_{пит}$ – питома густина освітлювального навантаження, кВт/м² [1];

$F_{ц}$ – площа цеху, що визначається за генпланом, м².

У виробничих приміщеннях найчастіше використовують світлодіодні лампи з $\text{tg}\varphi_{СВ} = 0$, (25%) та розрядні лампи з $\text{tg}\varphi_{РЛ} = 0,33$ (75%). Виходячи з цього, реактивна потужність освітлювального навантаження складає

$$Q_{p.o.c} = 0,75 \cdot P_{p.o} \cdot \text{tg}\varphi_{РЛ}. \quad (2.5)$$

В якості прикладу, виконаємо розрахунок для складального цеху

$$P_{p.o.c} = 1 \cdot 0,011 \cdot 25039 = 275,73 \text{ кВт};$$

$$Q_{p.o.c} = 0,75 \cdot 275,73 \cdot 0,33 = 68,17 \text{ квар.}$$

Розрахунки для інших цехів виконуємо аналогічно наведеному в табличній формі і їх результати показано в табл. 2.2.

Таблиця 2.2

Розрахунок освітлювального навантаження цехів

Найменування цеху	$K_{п.о}$	$P_{пит}$, кВт/м ²	$F_{ц}$, м ²	$P_{p.o}$, кВт	$Q_{p.o}$, квар
Збиральний цех	1	0,011	25039	275,43	68,17
Штампувальний цех	1	0,010	25039	250,39	61,97
Ливарня	1	0,010	77861	778,61	192,71
Механічний цех	1	0,009	27600	248,40	61,48
Цех збірки двигунів	1	0,011	33856	372,42	92,17
Всього			189395	1925,25	476,5

Додатково визначається розрахункове навантаження освітлювальних приймачів на території машинобудівного комплексу

$$F_з = F - F_{\Sigmaц}, \quad (2.6)$$

де F – загальна територія машинобудівного комплексу,

$$F = 814 \cdot 857 = 697598 \text{ м}^2$$

					ДП 2025 141	Арк.
						13
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

$F_{\Sigma c}$ – загальна площа цехів,

$$F_3 = 697598 - 189395 = 508203 \text{ м}^2$$

$$P_{p.o.3} = 0,6 \cdot 0,001 \cdot 508203 = 304,92 \text{ кВт}$$

$$Q_{p.o.3} = 304,92 \cdot 0,33 = 100,62 \text{ кВАр}$$

Сумарне освітлювальне навантаження по машинобудівному комплексу

$$P_{p.o.} = P_{\Sigma p.o.c} + P_{p.o.3} = 1925,25 + 304,92 = 2230,17 \text{ кВт}$$

$$Q_{p.o.} = Q_{\Sigma p.o.c} + Q_{p.o.3} = 476,5 + 100,62 = 577,12 \text{ кВАр}$$

2.1.4. Розрахунок електричного навантаження машинобудівного комплексу

Розрахункові активну, реактивну та повну потужності машинобудівного комплексу обчислюють за розрахунковими активними та реактивними навантаженнями цехів (до і понад 1 кВ; силовим та освітлювальним), активними та реактивними навантаженнями освітлення території комплексу, а також, з урахуванням втрат потужності в лініях до цехових підстанцій, у трансформаторах цехових підстанцій та коефіцієнта різночасності максимумів силового навантаження K_{\max} .

$$K_{\max} = 0,8$$

$$P_p = K_{\max} \cdot (\Sigma P_{\text{роз.нн}} + \Sigma P_{\text{роз.вн}}) + P_{p.o} + \Delta P_{\text{ТЦ}} + \Delta P_{\text{Л}}, \quad (2.7)$$

$$Q_p = \Sigma Q_{\text{роз.нн}} + \Sigma Q_{\text{роз.вн}} + Q_{p.o} + \Delta Q_{\text{ТЦ}} + \Delta Q_{\text{Л}}. \quad (2.8)$$

Втрати потужності у трансформаторах третього рівня приблизно приймаються у відсотковому відношенні від розрахункової повної потужності машинобудівного комплексу:

$$\Delta P_{\text{ТЦ}} = 0,02 \cdot S_p', \quad (2.9)$$

$$\Delta Q_{\text{ТЦ}} = 0,10 \cdot S_p'. \quad (2.10)$$

					ДП 2025 141	Арк.
						14
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

Втрати потужності в лініях до підстанцій третього рівня приблизно приймаються у відсотковому відношенні від повної розрахункової потужності машинобудівного комплексу

$$\Delta P_{\text{Л}} = 0,015 \cdot S'_p, \quad (2.11)$$

$$\Delta Q_{\text{Л}} = 0,02 \cdot S'_p. \quad (2.12)$$

Сумарні розрахункові активні та реактивні навантаження:

- силові приймачі до 1 кВ (за табл. 2.1):

$$\Sigma P_{\text{роз.нн}} = 5424,5 \text{ кВт},$$

$$\Sigma Q_{\text{роз.нн}} = 4090,81 \text{ квар};$$

- силові приймачі напругою понад 1 кВ (за табл. 2.1):

$$\Sigma P_{\text{роз.вн}} = 1625 \text{ кВт},$$

$$\Sigma Q_{\text{роз.вн}} = 1433,12 \text{ квар};$$

- освітлювальні електроспоживачі:

$$P_{\text{р.о}} = 2230,17 \text{ кВт},$$

$$Q_{\text{р.о}} = 577,12 \text{ квар}.$$

Попередні потужності для визначення втрат:

$$P'_p = \Sigma P_{\text{роз.нн}} + P_{\text{р.о}} = 5424,5 + 2230,17 = 7654,67 \text{ кВт};$$

$$Q'_p = \Sigma Q_{\text{роз.нн}} + Q_{\text{р.о}} = 4090,81 + 577,12 = 4667,93 \text{ квар};$$

$$S'_p = \sqrt{P_p'^2 + Q_p'^2} = \sqrt{7654,67^2 + 4667,93^2} = 8965,69 \text{ кВ}\cdot\text{А}.$$

Втрати в трансформаторах:

$$\Delta P_{\text{ТЦ}} = 0,02 \cdot 8965,69 = 179,31 \text{ кВт};$$

$$\Delta Q_{\text{ТЦ}} = 0,10 \cdot 8965,69 = 896,57 \text{ квар}.$$

Втрати в лініях до цехових підстанцій

$$\Delta P_{\text{Л}} = 0,015 \cdot 8965,69 = 124,49 \text{ кВт};$$

$$\Delta Q_{\text{Л}} = 0,02 \cdot 8965,69 = 179,31 \text{ квар}.$$

					ДП 2025 141	Арк.
						15
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

Остаточно повна, активна та реактивна потужності машинобудівного комплексу:

$$P_p = 0,8 \cdot (5424,5 + 1625) + 2230,17 + 179,31 + 124,49 = 8173,57 \text{ кВт};$$

$$Q_p = 4090,81 + 1433,12 + 577,12 + 896,57 + 179,31 = 7176,93 \text{ квар};$$

$$S_p = \sqrt{P_p^2 + Q_p^2} = \sqrt{8173,57^2 + 7176,93^2} = 10877,3 \text{ кВ}\cdot\text{А}.$$

Значення реактивної потужності $Q_{\text{сист}}$, що надходить від живильної енергосистеми до шин низької напруги ГПП, визначають виходячи з характеристик енергосистеми та обчисленої активної потужності машинобудівного комплексу:

$$Q_{\text{сист}} = P_p \cdot \text{tg}(\varphi_{\text{сист}}), \quad (2.13)$$

де $\text{tg}(\varphi_{\text{сист}})$ – пов'язаний із середньозваженим коефіцієнтом потужності машинобудівного комплексу, $\text{tg}(\varphi_{\text{сист}}) = 0,4$, тоді

$$Q_{\text{сист}} = 8173,57 \cdot 0,4 = 3269,43 \text{ квар}.$$

Повне розрахункове навантаження, за яким визначається потужність трансформаторів ГПП:

$$S_p = \sqrt{P_p^2 + Q_{\text{сист}}^2} = \sqrt{8173,57^2 + 3269,43^2} = 8803,21 \text{ кВ}\cdot\text{А}.$$

2.2. Компенсація реактивної потужності

Оскільки, $Q_p > Q_{\text{сист}}$, то в системі електропостачання машинобудівного комплексу необхідно передбачити компенсацію реактивної потужності.

Загальна потужність компенсуючих пристроїв

$$Q_{\text{КУ}} = Q_p - Q_{\text{сист}} = 7176,93 - 3269,43 = 3907,5 \text{ квар}. \quad (2.14)$$

Тоді на ГПП необхідно компенсувати ~60% цієї потужності

$$Q'_{\text{КУГПП}} = 0,6 \cdot Q_{\text{КУ}} = 0,6 \cdot 3907,5 = 2344,5 \text{ квар}. \quad (2.15)$$

					ДП 2025 141	Арк.
						16
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

З урахуванням рівномірності розподілу навантаження між секціями шин ГПП та неможливості перекомпенсації, до встановлення приймаються дві установки УКРМ-6,3(10,5)-1125-(5x225)-УЗ.

Таким чином, на ГПП реально буде компенсовано

$$Q_{\text{КУГПП}} = 1125 \cdot 2 = 2250 \text{ квар.}$$

Потужність, яку необхідно компенсувати в цехових підстанціях на стороні 0,4 кВ, оскільки компенсація високовольтного навантаження враховується на ГПП

$$Q_{\text{КУцех}} = Q_{\text{КУ}} - Q_{\text{КУГПП}} = 3907,5 - 2250 = 1657,5 \text{ квар.}$$

Цю потужність для КУ розподіляємо по цехах з великим реактивним навантаженням, при цьому не допускаючи перекомпенсації. При цьому необхідно враховувати, що всі цехи належать до другої групи з надійності електропостачання, тому ці підстанції двотрансформаторні, і, отже, на кожен цех необхідно обирати дві однакові ККУ. Дані про ККУ беремо за даними довідникових матеріалів. Розрахунок ведеться таблично і зведений до табл. 2.3.

Таблиця 2.3

Вибір ККУ на стороні напругою 0,4 кВ

Найменування цеху	$P_{\text{роз}}$, кВт	$Q_{\text{роз}}$, квар	$P_{\text{р.о.}}$, кВт	$Q_{\text{р.о.}}$, квар	$P_{\text{р}}$, кВт	$Q_{\text{р}}$, квар	$Q_{\text{рку}}$, квар	Марка ККУ	Q , квар	S , кВ·А
Збиральний цех	1241,00	963,12	275,43	68,17	1516,43	1031,29	400	2х УКРМ- 0,4- 200- 25УЗ	631,29	1642,58
Штампувальний цех	793,50	491,77	250,39	61,97	1043,89	553,74			553,74	1181,67
Ливарня	1170,00	1000,54	778,61	192,71	1948,61	1193,25	600	2х УКРМ- 0,4- 300- 25УЗ	593,25	2036,91
Механічний цех	540,00	419,09	248,40	61,48	788,40	480,56			480,56	923,32
Цех збірки двигунів	1680,00	1216,30	372,42	92,17	2052,42	1308,47	650	2х УКРМ- 0,4- 325- 25УЗ	658,47	2155,46

2.3. Визначення центру електричних навантажень машинобудівного комплексу

При розташуванні цехових ТП і ГПП на території машинобудівного комплексу з метою зменшення втрат у розподільчій мережі низької напруги необхідно по можливості наближати високу напругу, що підводиться, до центру електричних навантажень (ЦЕН).

ЦЕН визначається аналітичним методом складання паралельних навантажень, що ґрунтується на теорії проєкцій. На генеральному плані підприємства довільно наносяться осі координат і координати центру електричних навантажень визначаються за виразами:

$$X_{ГПП} = \frac{\sum_{i=1}^n P_i X_i}{\sum_{i=1}^n P_i}, \quad Y_{ГПП} = \frac{\sum_{i=1}^n P_i Y_i}{\sum_{i=1}^n P_i}; \quad (2.16)$$

де $X_{ГПП}$, $Y_{ГПП}$ – координати ЦЕН підприємства; X_i , Y_i – координати ЦЕН i -ого цеху (оскільки даних по цехам немає, приймаються координати геометричного центру цеху); P_i – активне розрахункове навантаження i -ого цеху.

Подальший розрахунок проводиться таблично та його результати наведено у табл. 2.4.

Таблиця 2.4

Визначення координат ЦЕН

Найменування цеху	Р, кВт	Координата X, м	Координата Y, м	Р·X, кВт·м	Р·Y, кВт·м
Збиральний цех	1516,429	207,50	604,50	314659,02	916681,33
Штампувальний цех	1043,89	417,50	604,50	435824,08	631031,51
Ливарня	1948,61	657,50	604,50	1281211,08	1177934,75
Механічний цех	2166,67	760,00	445,00	1646669,20	964168,15
Цех збірки двигунів	788,4	225,00	178,00	177390,00	140335,20
Збиральний цех	2052,416	508,00	179,00	1042627,33	367382,46
Всього	9516,42			4898380,7	4197533,4

Остаточні координати ЦЕН:

$$X_{ЦЕН} = \frac{4898380,7}{9516,42} = 515 \text{ м};$$

					ДП 2025 141	Арк.
						18
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

$$Y_{\text{ЦЕН}} = \frac{41975334}{9516,42} = 441 \text{ м.}$$

Координати ЦЕН відмічаються на генеральному плані машинобудівного комплексу.

Для того, щоб не проводити високовольтну ЛЕП по території комплексу, прибудовуємо ГПП до ливарної в окремій будівлі, максимально наближеній до ЦЕН, координати центру якої 580; 415.

2.4. Визначення числа та потужності трансформаторів ГПП

ГПП виконується двотрансформаторною. Потужність трансформаторів визначається активним навантаженням машинобудівного комплексу та реактивною потужністю, що передається від системи в період максимуму навантажень. Потужність трансформаторів вибирається такою, щоб при виході з роботи одного з них другий сприйняв основне навантаження підстанції з урахуванням перевантаження в післяаварійному режимі і можливого тимчасового відключення споживачів III категорії.

Номінальна потужність трансформаторів ГПП визначається за умови:

$$S_{\text{ном.Т}} \geq \frac{S_p}{2 \cdot 0,7}, \quad (2.17)$$

де S_p – максимальна розрахункова повна потужність машинобудівного комплексу з урахуванням компенсації реактивної потужності,

$$S_{\text{ном.Т}} \geq \frac{8803,21}{2 \cdot 0,7} = 6288 \text{ кВ}\cdot\text{А.}$$

За довідковими даними приймаються два трансформатори потужністю 6300 кВ·А кожен.

В аварійних умовах при виході з ладу одного з трансформаторів, трансформатор, що залишився в роботі, повинен бути перевірений на допустиме навантаження (до 40 %) і повинен забезпечити повністю необхідну потужність для машинобудівного комплексу.

					ДП 2025 141	Арк.
						19
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

$$1,4S_{ном.Т} \geq S_p$$

$$1,4 \cdot 6300 \text{ кВА} \geq 8803,21 \text{ кВА}$$

$$8820 \text{ кВА} \geq 8803,21 \text{ кВА}$$

У номінальному режимі коефіцієнт завантаження трансформатора дорівнюватиме

$$K_{з.ном} = \frac{S_p}{2 \cdot S_{ном.Т}} = \frac{8803,21}{2 \cdot 6300} = 0,699 \leq 0,7.$$

В аварійному режимі коефіцієнт завантаження трансформатора дорівнюватиме

$$K_{з.ном} = \frac{S_p}{S_{ном.Т}} = \frac{8803,21}{6300} = 1,397 \leq 1,4.$$

За підсумками розрахунків та перевірок, а також з урахуванням розвитку машинобудівного комплексу приймаються до встановлення два трансформатори типу ТМН-6300/110/10.

2.5. Визначення числа та потужності трансформаторів цехових ТП

Вибір числа та потужності цехових ТП виконуємо за необхідним ступенем надійності електропостачання та раціонального розподілу між ТП споживачів електроенергії на напругу до 1 кВ.

Усі цехи машинобудівного комплексу мають 2 категорію щодо надійності електропостачання, оскільки «перерва електропостачання яких призводить до масового недовідпустку чи браку продукції, масових простоїв робітників, механізмів та промислового транспорту, порушення нормальної діяльності значної кількості міських та сільських жителів» [ПУЕ]. Отже, всі ТП виконуються двотрансформаторними, з глухим приєднанням живильної кабельної лінії до трансформатора за радіальною схемою електропостачання.

Оскільки, у цехах немає споживачів 1 категорії, то в установці АВР немає потреби, введення резервного живлення здійснюється ручним включенням секційного вимикача.

									ДП 2025 141	Арк.
										20
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата						

Розрахунки та перевірки трансформаторів здійснюється аналогічно трансформаторам ГПП. Вибір проводиться таблично та наводиться у табл. 2.5.

Таблиця 2.5

Розрахунок, перевірка та вибір силових трансформаторів цехових підстанцій

Найменування цеху	S_p , кВА	$S_{p.T}$, кВА	$S_{ном.Т}$, кВА	$K_{з.ном}$	$K_{з.авр}$	Марка
Збиральний цех	1642,58	1173,27	1600	0,51	1,03	ТМЗ-1600-10/0,4
Штампувальний цех	1181,67	844,05	1000	0,59	1,18	ТМЗ-1000-10/0,4
Ливарня	2036,91	1454,94	1600	0,64	1,27	ТМЗ-1600-10/0,4
Механічний цех	923,32	659,51	1000	0,46	0,92	ТМЗ-1000-10/0,4
Цех збірки двигунів	2155,46	1539,61	1600	0,67	1,35	ТМЗ-1600-10/0,4

Розташування цехових підстанцій наносяться на генеральний план машинобудівного комплексу.

2.6. Вибір номінальної напруги мережі зовнішнього електропостачання

Номінальна напруга електричних мереж впливає на її техніко-економічні показники (чим вище напруга, тим менші перерізи кабельно-провідникової продукції, менші витрати на закупівлю, монтаж та прокладку, менші втрати та падіння напруги та потужності). Зараз виюка напруга (до п'ятого ступеня) диктується енергосистемою, а середня розподільча (четвертий рівень) та розподільча (третій і нижче) – обладнанням, що виготовляється.

Як перевірочний розрахунок може бути виконаний розрахунок економічно доцільної напруги передачі електроенергії:

$$U_{ном} = \frac{1000}{\sqrt{\frac{500}{L} + \frac{2500}{0,5P_p}}}, \quad (2.18)$$

де L – довжина високовольтної ЛЕП, $L = 10$ км.

$$U_{ном} = \frac{1000}{\sqrt{\frac{500}{10} + \frac{2500}{0,5 \cdot 8173,57}}} = 140,564 \text{ кВ.}$$

За стандартною шкалою напруг приймається напруга 110 кВ.

									Арк.
									21
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата					

2.7. Розрахунок та вибір живильної ЛЕП від РПС до ГПП

Живлення ГПП машинобудівного комплексу здійснюється повітряною дволанцюговою лінією на дволанцюгових опорах напругою 110 кВ, довжиною 10 км.

Розрахунковий струм у нормальному режимі роботи

$$I_{\text{ном}} = \frac{0,5 \cdot S_p}{\sqrt{3} \cdot U_n} = \frac{0,5 \cdot 8803,21}{\sqrt{3} \cdot 115} = 22,12 \text{ А.} \quad (2.19)$$

Розрахунковий струм у післяаварійному режимі роботи

$$I_{\text{авр}} = \frac{S_p}{\sqrt{3} \cdot U_n} = \frac{8803,21}{\sqrt{3} \cdot 115} = 44,25 \text{ А.} \quad (2.20)$$

Тривалий допустимий струм для АС-10 по ПУЕ [табл. 1.3.29]

$$I_{\text{тр.доп}} = 84 \text{ А.}$$

Коефіцієнт завантаження для проводу у нормальному режимі

$$K_{\text{зн}} = \frac{I_{\text{ном}}}{I_{\text{тр.доп}}} = \frac{22,12}{84} = 0,26$$

$$K_{\text{зн}} \leq K_{\text{зн.доп}}$$

$$0,26 \leq 0,7.$$

Коефіцієнт завантаження для проводу у післяаварійному режимі

$$K_{\text{зпав}} = \frac{I_{\text{авр}}}{I_{\text{тр.доп}}} = \frac{44,25}{84} = 0,53$$

$$K_{\text{зпав}} \leq K_{\text{з.ав.доп}}$$

$$0,53 \leq 1,3.$$

За тривалим допустимим струмом проходить провід АС-10, проте, згідно з ПУЕ [табл. 2.5.5.] за механічною міцністю переріз провідника для II зони по ожеледиці для сталелемюнієвих проводів приймається лінія АС(3х35).

					ДП 2025 141	Арк.
						22
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

2.8. Розрахунок та вибір живильних кабельних ліній від ГПП до цехових ТП та високовольтних споживачів

Оскільки кабельні лінії прокладені в спеціально призначених кабельних тунелях, то перевіряти їх на механічну міцність немає необхідності.

Довжина ліній незначна, отже, немає необхідності перевіряти їх за економічною щільністю струму та падіння напруги.

Розрахункові струми для номінального і післяаварійного режиму, коефіцієнти завантаження кабельних ліній розраховуються аналогічно до живильної ЛЕП. Для живлення дугових печей приймаємо дві лінії, кожна живиться по своїй лінії, і передбачено взаємне резервування ліній. Розрахунок виконуємо у табличній формі та їх результати подано у табл. 2.6.

Таблиця 2.6

Вибір ліній електропостачання високовольтних споживачів

Найменування цеху	S_p , кВА	$I_{ном}$, А	$I_{авр}$, А	$I_{доп}$, А	$K_{з.н}$	$K_{з.ав}$	Марка	Довжина, м	r_0 , Ом/км	x_0 , Ом/км
Збиральний цех	1642,58	46,09	92,18	115,00	0,51	1,02	АПвБВнг-LS (3x35)	792	1,1	0,061
Штампувальний цех	1181,67	33,16	66,31	115,00	0,37	0,74	АПвБВнг-LS (3x35)	560	1,1	0,061
Ливарня	2036,91	57,16	114,31	115,00	0,50	0,99	АПвБВнг-LS (3x35)	235	1,1	0,061
Дугові печі	2166,67	60,80	121,59	140,00	0,43	0,87	АПвБВнг-LS (3x50)	95	0,769	0,06
Механічний цех	923,32	25,91	51,82	115,00	0,29	0,58	АПвБВнг-LS (3x35)	618	1,1	0,061
Цех збірки двигунів	2155,46	60,48	120,96	140,00	0,43	0,86	АПвБВнг-LS (3x50)	326	0,769	0,06

2.9. Розрахунок струмів КЗ у мережах напругою понад 1 кВ

Найнебезпечнішим режимом роботи системи електропостачання є режим короткого замикання. Коротким замиканням називається навмисне або випадкове, але не передбачене нормальними умовами експлуатації, з'єднання різних струмопровідних частин між собою або із землею.

Результати цього розрахунку служать для вибору струмопровідних частин та апаратів системи електропостачання, а також перевірки їх на термічну та електродинамічну стійкість.

										Арк.
										23
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата						

При розрахунку приймаються такі припущення:

- усі секційні вимикачі (від РПС до цехових ТП) – замкнуті, тобто, всі лінії відповідно паралельні;
- опорами контактів, катушок вимикачів нехтуємо через їхню незначну величину.

З урахуванням цих припущень будується розрахункова схема, наведена рис. 2.1.

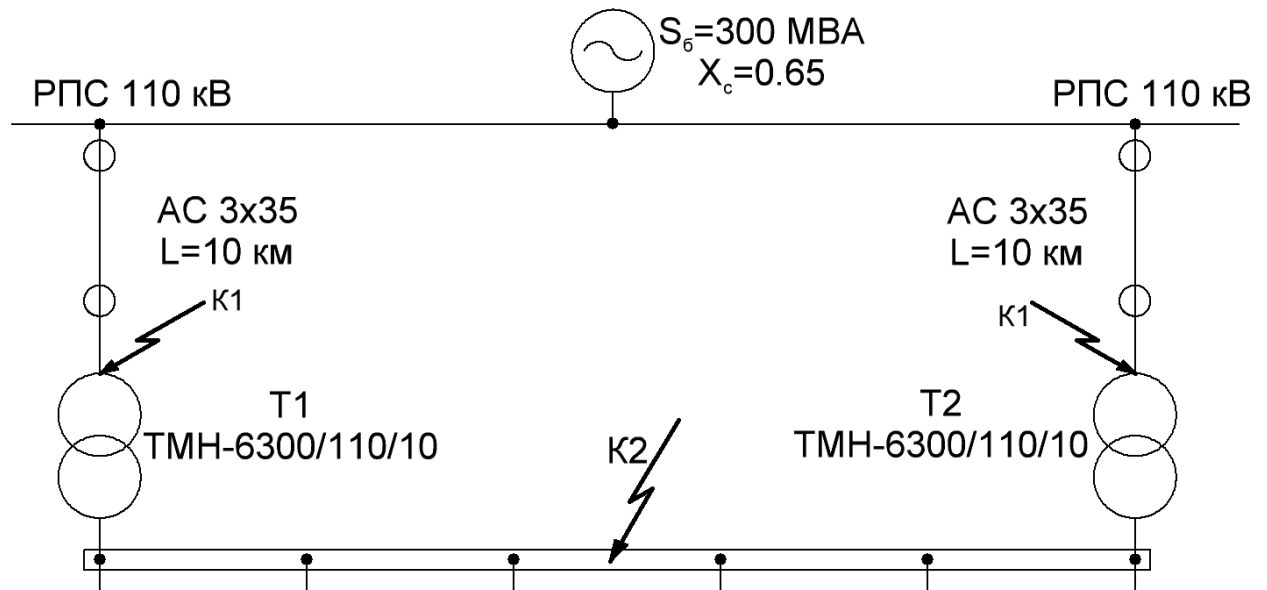


Рис. 2.1. Розрахункова схема

Усі розрахунки виконуються у відносних базисних одиницях.

За базову потужність приймається

$$S_{\sigma} = 300 \text{ MVA}.$$

Визначаються базисні струми для кожного ступеня напруги:

$$I_{\sigma 1} = \frac{S_{\sigma}}{\sqrt{3} \cdot U_{\sigma 1}} = \frac{300}{\sqrt{3} \cdot 115} = 1,506 \text{ кА} \quad (2.21)$$

$$I_{\sigma 2} = \frac{S_{\sigma}}{\sqrt{3} \cdot U_{\sigma 2}} = \frac{300}{\sqrt{3} \cdot 10,5} = 16,496 \text{ кА}$$

Для побудови схеми заміщення визначаються опори всіх елементів мережі у в.о.

									Арк.
									24
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата	ДП 2025 141				

- опір системи

$$x_c = 0,65 \text{ в.о. (за вихідними даними)}$$

- опіри ЛЕП напругою 110 кВ

$$r_1 = r_0 \cdot L \cdot \frac{S_0}{U_1^2}, \quad (2.22)$$

де r_0 – питомий активний опір ЛЕП

$$r_0 = \frac{1000}{\gamma \cdot S}, \quad (2.23)$$

S – площа перерізу проводу

$$S = 35 \text{ мм}^2;$$

γ – питома провідність алюмінію,

$$\gamma = 32 \text{ См} \cdot \text{м} / \text{мм}^2$$

$$r_0 = \frac{1000}{32 \cdot 35} = 0,893 \text{ Ом}$$

$$r_1 = 0,893 \cdot 10 \cdot \frac{300}{115^2} = 0,203 \text{ в.о.}$$

$$x_1 = x_0 \cdot l_1 \cdot \frac{S_0}{U_1^2}, \quad (2.24)$$

де x_0 – питомий реактивний опір ЛЕП

$$x_0 = 0,4 \text{ Ом/км (для ЛЕП } \geq 35 \text{ кВ)}$$

$$x_1 = 0,4 \cdot 10 \cdot \frac{300}{115^2} = 0,091 \text{ в.о.}$$

- опори трансформатора ТДН-6300-110/10

$$r_T = r'_T \cdot \frac{S_0}{S_{\text{ном.Т}}} = 16,6 \cdot \frac{300}{6,3} \cdot 10^{-3} = 0,495 \text{ в.о.}, \quad (2.25)$$

$$x_T = x'_T \cdot \frac{S_0}{S_{\text{ном.Т}}} = 220 \cdot \frac{300}{6,3} \cdot 10^{-3} = 6,6 \text{ в.о.}$$

За отриманими даними будується схема заміщення.

									ДП 2025 141	Арк.
										25
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата						

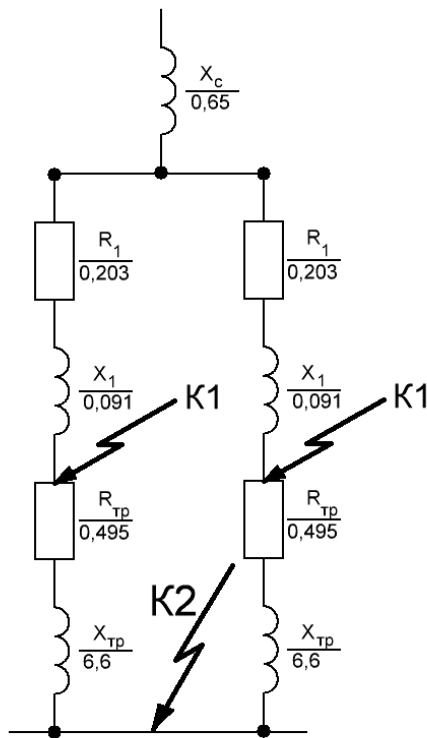


Рис. 2.2. Схема заміщення

Повні опори у точках КЗ

$$Z_{K1} = \sqrt{R_1^2 + (X_c + X_1)^2} = \sqrt{0,203^2 + (0,65 + 0,091)^2} = 0,768 \text{ в.о.}, \quad (2.26)$$

$$\begin{aligned} Z_{K2} &= \sqrt{\left(\frac{R_1}{2} + \frac{R_{тр}}{2}\right)^2 + \left(X_c + \frac{X_1}{2} + \frac{X_{тр}}{2}\right)^2} = \\ &= \sqrt{\left(\frac{0,203}{2} + \frac{0,495}{2}\right)^2 + \left(0,65 + \frac{0,091}{2} + \frac{6,6}{2}\right)^2} = 4,01 \text{ в.о.} \end{aligned}$$

Установлені струми трифазного короткого замикання в точках КЗ, що розглядаються

$$\begin{aligned} I_{K1}^{(3)} &= \frac{I_{\phi 1}}{Z_{K1}} = \frac{1,506}{0,768} = 1,961 \text{ кА} \\ I_{K2}^{(3)} &= \frac{I_{\phi 2}}{Z_{K2}} = \frac{16,496}{4,01} = 4,114 \text{ кА} \end{aligned} \quad (2.27)$$

Постійна часу аперіодичної складової струму короткого замикання

									ДП 2025 141	Арк.
										26
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата						

$$T_{K1} = \frac{x_{\Sigma K1}}{\omega \cdot r_{\Sigma K1}} = \frac{0,65 + 0,091}{314 \cdot 0,203} = 0,012 \text{ с} \quad (2.28)$$

$$T_{K2} = \frac{x_{\Sigma K2}}{\omega \cdot r_{\Sigma K2}} = \frac{0,65 + \frac{0,091}{2} + \frac{6,6}{2}}{314 \cdot \left(\frac{0,059}{2} + \frac{0,495}{2}\right)} = 0,036 \text{ с}$$

Ударний коефіцієнт

$$K_{y\partial K1} = 1 + e^{\frac{0,01}{T_{K1}}} = 1 + e^{\frac{0,01}{0,012}} = 1,435 \quad (2.29)$$

$$K_{y\partial K2} = 1 + e^{\frac{0,01}{T_{K2}}} = 1 + e^{\frac{0,01}{0,036}} = 1,757$$

Ударні струми трифазного струму короткого замикання

$$i_{yK1} = \sqrt{2} \cdot K_{y\partial K1} \cdot I_{K1}^{(3)} = 1,41 \cdot 1,435 \cdot 1,961 = 3,968 \text{ кА} \quad (2.30)$$

$$i_{yK2} = \sqrt{2} \cdot K_{y\partial K2} \cdot I_{K2}^{(3)} = 1,41 \cdot 1,757 \cdot 4,114 = 10,192 \text{ кА}$$

2.10. Перевірка кабельних ліній напругою понад 1 кВ на термічну стійкість

Для того щоб перевірити кабельні лінії, що живлять трансформаторні підстанції і дугові печі, необхідно визначити величину струмів короткого замикання, що встановилися, в точках КЗ-К8 (див. рис. 2.3).

Для цього необхідно визначити опір кабельних ліній і на їх значення збільшити опір струму КЗ у точці 2.

- опори кабельних ліній до точок КЗ КЗ-К8 (питомі опори та довжини наведені в табл. 2.6)

$$r_{Ki} = r_0 L \frac{S_{\bar{0}}}{U_{нн}^2} \quad x_{Ki} = x_0 L \frac{S_{\bar{0}}}{U_{нн}^2} \quad (2.31)$$

- повні опори кабельних ліній до точок КЗ КЗ-К8

$$Z_{Ki} = \sqrt{\left(\frac{R_1}{2} + \frac{R_{тп}}{2} + \frac{R_{Ki}}{2}\right)^2 + \left(X_c + \frac{X_1}{2} + \frac{X_{тп}}{2} + \frac{X_{Ki}}{2}\right)^2} \quad (2.32)$$

										ДП 2025 141	Арк.
											27
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата							

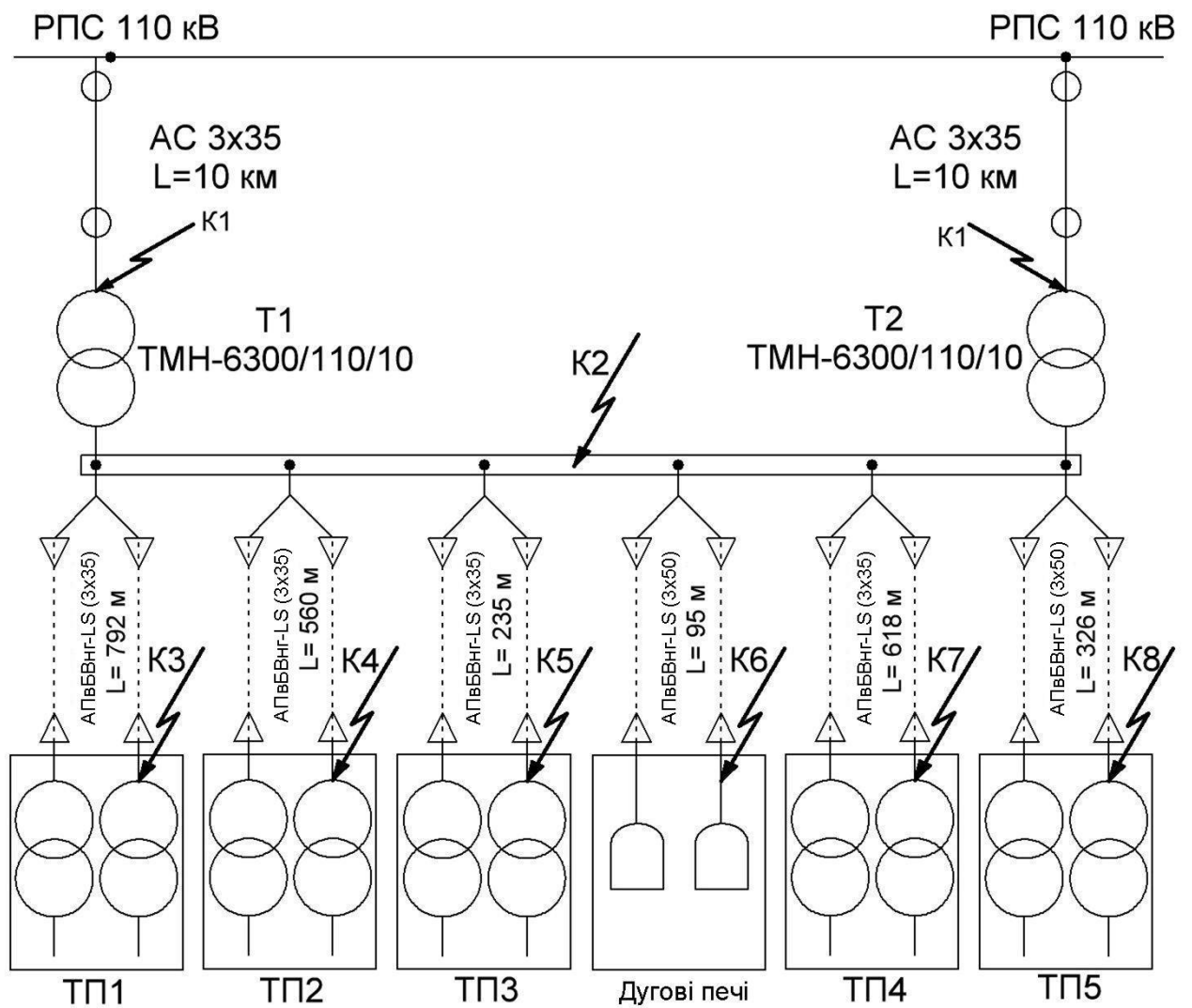


Рис. 2.3. Розрахункова схема

Установлені струми трифазного короткого замикання в точках КЗ, що розглядаються

$$I_{Ki}^{(3)} = \frac{I_{\delta 2}}{Z_{Ki}} \quad (2.33)$$

Мінімальний термічно стійкий до струмів КЗ переріз кабелю визначається за формулою:

$$F_{к.з.} = \frac{I_{Ki}^{(3)} \cdot 10^3 \cdot \sqrt{t_{кз}}}{C} \quad (2.34)$$

де $I_{Ki}^{(3)}$ – установлений струм короткого замикання на верхніх ступенях споживача, що розглядається (ТП цеху або високовольтного споживача), кА;

$t_{кз}$ – час дії струму КЗ, приймаємо $t_{кз}=0,1$;

C – термічна постійна, для АПвБВнг-LS $C=78 \text{ А}\cdot\text{с}^{0,5}/\text{мм}^2$.

Розрахунок проведено у табличній формі і результати наведемо у табл. 2.7.

Таблиця 2.7

Перевірка високовольтних кабелів за термічною стійкістю

Найменування цеху	Марка	г, в.о.	х, в.о.	Z, в.о.	$I_{кз}^{(3)}$	$F_{кз}, \text{мм}^2$	Прим.
Збиральний цех	АПвБВнг-LS(3х35)	3,319	0,0003	4,47	3,689	14,96	Проходить
Штампувальний цех	АПвБВнг-LS(3х35)	2,347	0,0003	4,28	3,858	15,64	Проходить
Ливарня	АПвБВнг-LS(3х35)	0,703	0,0002	4,06	4,067	16,49	Проходить
Дугові печі	АПвБВнг-LS(3х50)	0,199	0,0001	4,02	4,103	16,64	Проходить
Механічний цех	АПвБВнг-LS(3х35)	2,590	0,0003	4,32	3,818	15,48	Проходить
Цех збірки двигунів	АПвБВнг-LS(3х50)	0,682	0,0001	4,05	4,069	16,50	Проходить

2.11. Вибір захисних та комутаційних апаратів ГПП

Проводиться вибір захисних та комутаційних апаратів головної понижувальної підстанції машинобудівного комплексу. Для забезпечення надійної роботи електричні апарати мають бути вибрані за умовами максимального робочого режиму та перевірені за режимом струмів короткого замикання.

Необхідно вибрати:

- високовольтні вимикачі QF1-QF2 для захисту понижувальних трансформаторів з високої сторони;
- високовольтні вимикачі QF3-QF5 для захисту понижуючих трансформаторів по низькій стороні та з'єднання секцій між собою;
- високовольтні роз'єднувачі для забезпечення видимого розриву (QS1-QS2 на стороні 110 кВ та QS3-QS16 на стороні 10 кВ);
- високовольтні вимикачі QF6-QF17 для захисту та відключення відхідних ліній.

Усі розрахунки проводяться таблично та наведені у табл. 2.8-2.12 відповідно

Таблиця 2.8

Вибір високовольтних вимикачів QF1, QF2

Розрахункові дані		Паспортні дані	
$U_{\text{мережі}}$, кВ	110	$U_{\text{ном}}$, кВ	110
I_p , А	44,25	$I_{\text{ном}}$, А	2000
$B_{\text{кз}}$, МА ² с	5,384	$I_{\text{терм}}$, кА	31,5
		$t_{\text{терм}}$, с	3
		$I_{\text{терм}}^2 \cdot t_{\text{терм}}$, МА ² с	4800
$i_{\text{уд}}$, кА	3,968	$i_{\text{дин.мах}}$, кА	102
$I_{\text{п0}}$, кА	1,961	$I_{\text{ном.відкл}}$, кА	40

Приймаються до встановлення вимикачі елегазові бакові ВГБ-110-40/2000У1 із пружинним приводом ППРА-2000 та вбудованими трансформаторами струму.

Таблиця 2.9

Вибір високовольтних вимикачів QF3-QF5

Розрахункові дані		Паспортні дані	
$U_{\text{мережі}}$, кВ	10	$U_{\text{ном}}$, кВ	10
I_p , А	364,16	$I_{\text{ном}}$, А	1250
$B_{\text{кз}}$, МА ² с	23,69	$I_{\text{терм}}$, кА	50
		$t_{\text{терм}}$, с	3
		$I_{\text{терм}}^2 \cdot t_{\text{терм}}$, МА ² с	7500
$i_{\text{уд}}$, кА	10,19	$i_{\text{дин.мах}}$, кА	130
$I_{\text{п0}}$, кА	4,114	$I_{\text{ном.відкл}}$, кА	50

Приймаються до установки вакуумні вимикачі ВАН-10-50-12-27 з вбудованим пружинним приводом без автоматичного повторного вмикання.

Таблиця 2.10

Вибір високовольтних роз'єднувачів QS1-QS2

Розрахункові дані		Паспортні дані	
$U_{\text{мкережі}}$, кВ	110	$U_{\text{ном}}$, кВ	110
$I_{\text{р}}$, А	44,25	$I_{\text{ном}}$, А	630
$B_{\text{кз}}$, МА ² с	5,384	$I_{\text{терм}}$, кА	22
		$t_{\text{терм}}$, с	3
		$I_{\text{терм}}^2 \cdot t_{\text{терм}}$, МА ² с	1452
$i_{\text{уд}}$, кА	3,968	$i_{\text{дин.мах}}$, кА	80

Приймаються до встановлення роз'єднувачі РНД(З)-110/630У1.

					ДП 2025 141	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		31

Таблиця 2.11

Вибір високовольтних вимикачів QF6-QF17

Позначення	Розрахункові дані					Паспортні дані							Тип
	U _{мер.} , кВ	I _p , А	B _{кз} , МА ² с	i _{уд} , кА	I _{п0} , кА	U _{ном} , кВ	I _{ном} , А	I _{терм} , кА	t _{терм} , с	I ² _{терм} ·t _{терм} , МА ² с	i _{дин.мах} , кА	I _{н.відкл} , кА	
QF6, QF12,	10	92,18	1,91	9,36	3,69	10	1250	50	3	7500	130	50	VAH-10-50-12-27
QF7, QF13	10	66,31	2,08	9,79	3,86	10	1250	50	3	7500	130	50	VAH-10-50-12-27
QF8, QF14	10	114,31	2,32	10,32	4,07	10	1250	50	3	7500	130	50	VAH-10-50-12-27
QF9, QF15	10	121,59	2,36	10,41	4,10	10	1250	50	3	7500	130	50	VAH-10-50-12-27
QF10, QF16	10	51,82	2,04	9,69	3,82	10	1250	50	3	7500	130	50	VAH-10-50-12-27
QF11, QF17	10	120,96	2,32	10,33	4,07	10	1250	50	3	7500	130	50	VAH-10-50-12-27

Таблиця 2.12

Вибір високовольтних роз'єднувачів QS3-QS16

Позначення	Розрахункові дані				Паспортні дані							Тип
	U _{мережі} , кВ	I _p , А	B _{кз} , МА ² с	i _{уд} , кА	U _{ном} , кВ	I _{ном} , А	I _{терм} , кА	t _{терм} , с	I ² _{терм} ·t _{терм} , МА ² с	i _{дин.мах} , кА		
QS3, QS11	10	92,18	22,39	7,2	10	400	16	3	768	51	PB-10/400 УХЛ2	
QS4, QS12	10	66,31	23,4	7,36	10	400	16	3	768	51	PB-10/400 УХЛ2	
QS5, QS13	10	114,31	23,68	7,4	10	400	16	3	768	51	PB-10/400 УХЛ2	
QS6, QS14	10	121,59	23,55	7,38	10	400	16	3	768	51	PB-10/400 УХЛ2	
QS7, QS15	10	51,82	18,6	6,56	10	400	16	3	768	51	PB-10/400 УХЛ2	
QS8, QS16	10	120,96	23,51	7,38	10	400	16	3	768	51	PB-10/400 УХЛ2	
QS9, QS10	10	65	5,75	5,09	10	400	16	3	768	51	PB-10/400 УХЛ2	

3. ПРОЕКТУВАННЯ ЕЛЕКТРОПОСТАЧАННЯ МЕХАНІЧНОГО ЦЕХУ

3.1. Коротка характеристика споживачів цеху по режиму навантаження, категорії безперебійності тощо

У даному розділі проекту розглядається електропостачання електроустаткування механічного цеху машинобудівного комплексу.

Споживачів електричної енергії в цеху класифікуються:

По режиму навантаження

У цеху є споживачі із тривалим і повторнокороткочасним режимами роботи.

ПКР – це режим, при якому температура за час включення підвищується, за час пауз знижується, однак, нагрівання за час циклу цього електроприймача не досягає сталої температури, а за час паузи температура не досягає температури навколишнього середовища.

Тривалість включення для ПКР:

$$ПВ = \frac{t_p}{t_{\Sigma}} = \frac{t_p}{t_p + t_{\Pi}} \cdot 100\% \quad (3.1)$$

де $t_{\Sigma} \leq 10$ хв – середній час циклу;

t_p – час роботи;

t_{Π} – час простою.

У ПКР працюють електродвигуни мостових кранів, транспортерів, машини дугового зварювання.

Тривалий режим – це режим, при якому температура ЕП зростає по експоненті й через певний час досягає сталого значення.

					ДП 2025 141		
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата			
Розроб.	Стасьо В.В.				Літ.	Арк.	Акрушів
Перевір.	Мащенко О.А.				33		
Реценз.	Красюк М.І.				2. Проектування електропостачання механічного цеху ННІТІ ім. акад. І.С.Гулого ЗЕЛ-5-3		
Н. Контр.							
Затверд.	Балюта С.М.						

ЕП тривалого режиму роботи характеризуються коефіцієнтом включення:

$$K_B = \frac{t_B}{t_C} = \frac{t_B}{t_B + t_{\Pi}} \quad (3.2)$$

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

По ступені безперервності

Цех можна віднести до споживачів II категорії, перерив в електропостачанні яких пов'язаний з масовим недовідпустком продукції, простоєм робочих і різних механізмів (ЕП всіх основних цехів промислових підприємств).

Електропостачання цеху здійснюється від двох незалежних джерел живлення.

Характеристика приміщення по «Противопожесних нормах будівельного проектування промислових підприємств»

Механічний цех відноситься до категорії приміщення з нормальним середовищем – середовище не викликає негативного впливу на мережі й електроустаткування. Мережі в приміщеннях не небезпечних по пожежі й вибуху роблять відкритими (доступними для ремонту й обслуговування). У цих приміщеннях застосовують магістральні схеми живлення.

Характеристика приміщення по ПУЕ

Приміщення з нормальним середовищем.

					ДП 2025 141	Арк.
						34
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

3.2. Вибір напруги цехової мережі та системи живлення силових і освітлювальних приймачів

Для живлення цехової мережі застосовується напруга 380 або 660 В.

При застосуванні напруги 660 В слід зазначити наступні позитивні моменти:

- перевід живлення ЕП з 380 В на 660 В знижує витрати на спорудження низьковольтної кабельної мережі приблизно на 30 % і скорочує втрати електричної енергії, впровадження напруги 660 В забезпечує зниження капітальних витрат щодо загальної вартості електроустановок підприємства на 0,5-1,5 %;

- ефективність при впровадженні напруги 660 В тим вище, чим більше частка ЕП 380 В в загальному складі встановлюваних ЕП.

У той же час слід зазначити, що на напругу 660 В не переводиться:

- освітлювальні установки, виконані люмінесцентними світильниками й лампами розжарювання;

- установки КВП і А, засоби автоматизації, виконавчі механізми, випрямні пристрої.

Необхідно врахувати й склад ЕП цеху. Розкид потужності ЕП у цеху становить від 18 кВт до 118 кВА.

Беручи до уваги всі переваги й недоліки напруги 380 В і 660 В, остаточно зупиняємося на напрузі низьковольтної мережі 380 В.

Основною напругою живлення, для встановлених споживачів електроенергії цеху, є 380 В. Живлення освітлення здійснюється на напрузі 220 В.

Таким чином, як основну напругу в цеху вибираємо напруга 380/220 В.

Освітлювальне й силове навантаження будуть живитися від загальних цехових трансформаторів 10/0,4 кВ.

Живлення цеху здійснюємо від КТП - 10 кВ на відстані 190 м.

					ДП 2025 141	Арк.
						35
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

3.3. Вибір схеми електропостачання механічного цеху

Дане виробництво відноситься до II категорії по безперебійності живлення. Живлення силового навантаження в цеху здійснюємо за змішаною схемою електропостачання.

Змішана схема застосовується при наявності на цеховій підстанції однієї - двох магістралей і декількох ліній, що відходять, як правило, невеликої потужності.

Електропостачання виконується магістральними шинопроводами (ШМА). Від магістралі розподіл енергії йде через розподільчі шинопроводи (ШРА), заживлюючи інші ЕП (насоси, вентилятори, тощо). Схема живлення електроприймачів цеху показана на рис. 3.1.

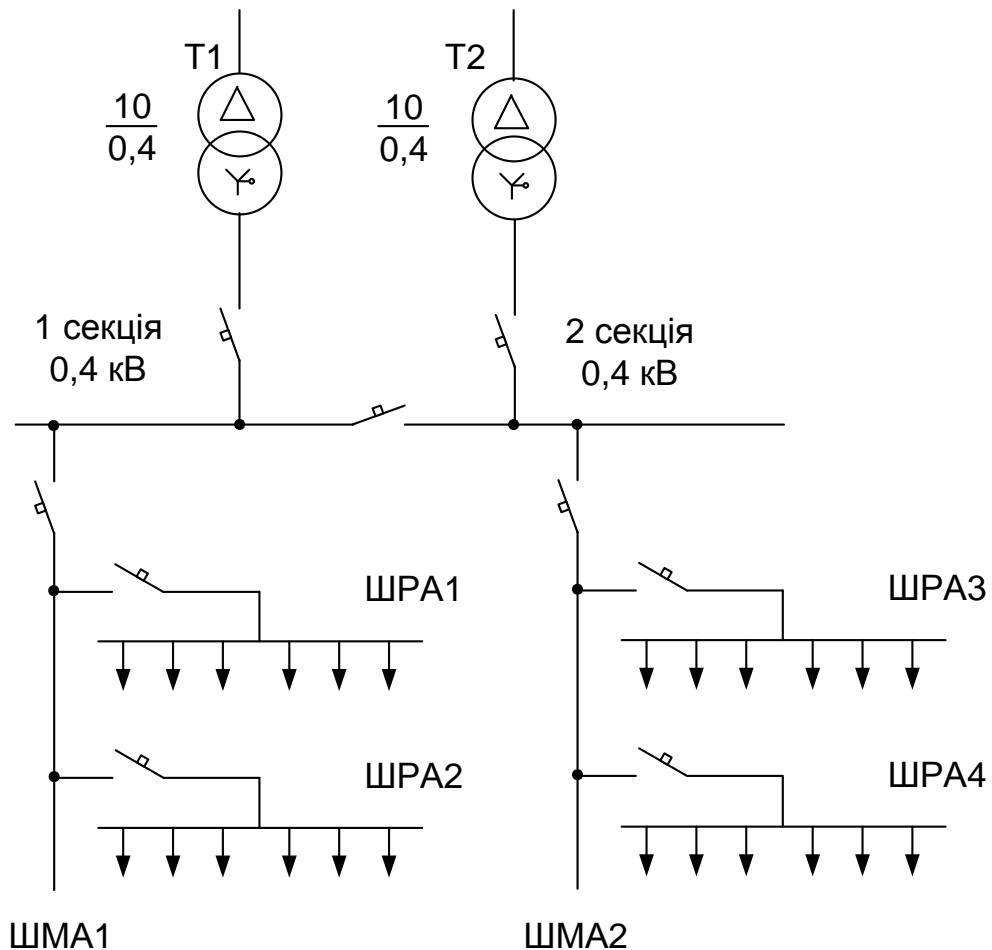


Рис. 3.1. Схема живлення електроприймачів механічного цеху

									ДП 2025 141	Арк.
										36
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата						

3.4. Вибір двигунів, пускової і захисної апаратури

Для механізмів невеликої потужності (до 75 кВт) переважно приймають асинхронні двигуни, тому що вони прості у виконанні, дешеві й не вимагають регулювання частоти обертання. Зазвичай, для одного цеху вибирають двигуни однієї серії.

Вибираємо АД з короткозамкненим ротором серій АИ й АИР напругою 380 В. Ці серії охоплюють діапазон номінальних потужностей від 0,06 до 400 кВт. Двигуни цієї серії призначаються для загального застосування в промисловості в умовах помірного клімату, у не вибухонебезпечному середовищі, що не містить агресивних газів і парів, що руйнують метали й ізоляцію, і струмопровідного пилю. Двигуни призначені для роботи від мережі змінного струму частотою 50 Гц. Вони можуть експлуатуватися при відхиленнях напруги мережі від номінальної в межах $-5 \text{ } +10 \%$ і відхиленнях частоти на $2,5 \%$ номінального значення.

Для крана приймаємо асинхронні двигуни з короткозамкненим ротором, що можливо для кранів малої вантажопідйомності.

Умови вибору електродвигунів:

$$U_m = U_{\text{ном}}, \quad P_{\text{ед}} \geq P_{\text{мех}}, \quad n_{\text{ед}} = n_{\text{мех}}$$

Блоки пускової й захисної апаратури комплектуємо в блоки однобічного обслуговування, уніфіковані (БОУ5030, Б5030), які є основою для складання комплектних низьковольтних розподільчих пристроїв (НКУ).

НКУ серії БОУ5030, Б5030 являють собою відкриті блоки й панелі однобічного обслуговування з переднім монтажем проводів і призначені для комплектування рейкових щитів відкритого виконання на каркасах і щитів захисного виконання в шафах. У блоках з пускачами апаратура встановлюється на металевих плитах, які потім установлюються на С-подібні рейки щита. На блоках передбачений болт заземлення. У панелях і блоках з контакторами апаратура встановлюється безпосередньо на рейках.

										Арк.
										37
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата						

В якості комутаційної апаратури застосовуємо: на струм 6 - 25 А – пускачі ПМЛ, на струм 25 - 160 А – пускачі ПМА, на струм 160 - 630 А – контактори КТ6000С.

Вибираєма апаратура здійснює наступні види захистів:

захист силового ланцюга від коротких замикань здійснюється автоматичними вимикачами з комбінованими розщеплювачами на струм до 100 А – АЕ2000, на струм до 630 А – А3700 [1].

Захист двигунів від перевантаження малою тривалістю здійснюється тепловими реле серії РТЛ у блоках з пускачами ПМЛ і РТТ – у блоках з пускачами ПМА.

Захист двигуна від обриву фази забезпечується тими ж тепловими реле РТЛ і РТТ, оскільки вони мають спеціальний механізм для прискореного спрацьовування при обриві фази.

Номінальний струм розщеплювача автоматичного вимикача повинен бути не менше номінального струму електроприймача:

$$I_{н.р.} \geq I_{ном.еп}$$

Виберемо електродвигун, пускову й захисну апаратуру для токарного верстата $P = 14$ кВт.

За довідниковими матеріалами вибираємо АД АИР 160 М6 із $P_n = 15$ кВт, $\cos \varphi = 0,85$,

$$\eta = 88 \%$$

Визначаємо струм двигуна:

$$I = \frac{P_n}{\sqrt{3} \cdot U_n \cdot \cos \varphi \cdot \eta}, \quad (3.3)$$

$$I = \frac{15}{\sqrt{3} \cdot 0,38 \cdot 0,85 \cdot 0,88} = 28,4 \text{ А}$$

Вибираємо апаратуру блоку Б5130:

- тип блоку 3474,

									ДП 2025 141	Арк.
										38
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата						

- захист силового ланцюга від КЗ здійснюється автоматичним вимикачем АЕ2046М, $I_n = 63 \text{ А}$, $I_{розщ.} = 40 \text{ А}$
- захист електродвигуна від перевантаження здійснюється тепловим реле РТЛ у блоці з пускачем ПКЛ.

Для інших механізмів розраховуємо й вибираємо електродвигуни й пускозахисну апаратуру також.

Для електропечей опору й індукційних печей встановлюються блоки Б5000.

Машини дугового зварювання живляться через блоки БПВ-1, $I_n = 100 \text{ А}$, $I_{н.пл.вс.} = 100 \text{ А}$.

Живлення кранових тролей здійснюється через ящики Я5000.

3.5. Розрахунок електроосвітлення механічного цеху

3.5.1. Вибір системи освітлення й освітленості цеху

Основними електроприймачами цеху є верстати. Робота на верстатах відноситься до робіт високої точності. Розряд зорових робіт III, підрозряд в. Мінімальна освітленість при комбінованому освітленні становить 750 лк. При цьому освітленість від загального освітлення в системі комбінованого – 300 лк [7].

Також у цеху передбачена система аварійного освітлення. Освітленість для аварійного освітлення приймаємо 5 - 10 % від освітлення для робочого освітлення.

3.5.2. Вибір типу й потужності джерела світла

Вихідні дані:

- довжина цеху 168 м;
- ширина цеху 96 м;
- висота цеху 8 м;

					ДП 2025 141	Арк.
						39
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

- напруга системи освітлення 220 В;

- коефіцієнт відбиття

$\rho_{\text{п}} = 0,5$; $\rho_{\text{с}} = 0,5$; $\rho_{\text{ст}} = 0,1$ [7];

- мінімальна освітленість

$E_{\text{роб}} = 300$ лк; $E_{\text{ав}} = 15$ лк [7].

Оскільки, висота цеху 8 м доцільно використовувати лампи типу ДРИ зі світильниками ГСП-18 і кривою сили світла ДЗ.

Розташовуємо світильники в шаховому порядку, при цьому з метою зниження пульсацій світлового потоку, характерних при використанні цього типу ламп, у кожній точці встановлюємо по 2 світильники.

Висота підвісу світильників:

$$H_{\text{п}} = h_{\text{ц}} - h_{\text{ст}}, \quad (3.4)$$

де $h_{\text{ц}}$ – висота цеху, м;

$h_{\text{ст}} = 1$ м – відстань від світильника до перекриття (звис)

$$H_{\text{п}} = 8 - 1 = 7 \text{ м.}$$

Розрахункова висота:

$$h = H_{\text{п}} - h_{\text{р}}, \quad (3.5)$$

де $h_{\text{р}}$ – висота розрахункової поверхні над підлогою, м

$$h = 7 - 0,8 = 6,2 \text{ м.}$$

Відношення потоку, що падає на освітлювану поверхню до всього потоку ламп називається коефіцієнтом використання η . Залежність η від площі приміщення, висоти й форми враховується індексом приміщення i .

$$i = \frac{S}{h \cdot (A + B)}, \quad (3.6)$$

де S – площа цеху, м²;

A – довжина цеху, м;

B – ширина, м

$$i = \frac{168 \cdot 96}{6,2 \cdot (168 + 96)} = 9,8$$

										Арк.
										40
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата						

ДП 2025 141

При $i = 5$ і $\rho_{п} = 0,7$; $\rho_{с} = 0,5$; $\rho_{ст} = 0,1$;

$\eta = 0,8$ [7].

Визначаємо світловий потік однієї лампи:

$$\Phi_{Л} = \frac{E_{\min} \times S_{ц} \times k_3 \times Z}{\eta \times n} = \frac{300 \times 16128 \times 1,5 \times 1,15}{0,8 \times 170} = 53364,71 \text{ лм}$$

Вибираємо лампи ДРИ-700, у яких стандартний світловий потік дорівнює:

$$\Phi_{л.ст} = 60000 \text{ лм.}$$

Визначення необхідної кількості світильників:

$$n = \frac{E_{\text{ср.ф.}} \times S_{ц} \times K_3}{\eta \times \Phi_{Л}} = \frac{300 \times 161128 \times 1,5}{0,8 \times 60000} = 151,2, \quad (3.7)$$

де E – необхідна освітленість горизонтальної площини, лк

S – площа приміщення, м^2

k_3 – коефіцієнт запасу ($k_3 = 1,5$)

η – коефіцієнт використання освітлювальної установки,

$\Phi_{Л}$ – світловий потік однієї лампи, лм

N – число ламп в одному світильнику.

приймаємо $n=170$

Середня фактична освітленість:

$$E_{\text{ср.ф.}} = \frac{n \cdot \eta \cdot \Phi_{Л}}{S_{ц} \times K_3 \times Z}, \quad (3.8)$$

$$E_{\text{ср.ф.}} = \frac{170 \cdot 0,8 \cdot 60000}{16128 \times 1,5 \times 1,15} = 337,3 \text{ лк}$$

$E_{\text{ср.ф.}} = 337,3 \text{ лк} > E_{\min} = 300 \text{ лк.}$

3.5.3. Розрахунок аварійного освітлення

Аварійне освітлення становить 5 % від робочого.

$E_{ав} = 15 \text{ лк}$, $K_{в} = 0,8$; $K_3 = 1,5$; $\Phi_{Л} = 18600 \text{ лм}$

Визначення необхідної кількості світильників по формулі (3.7):

$$n = \frac{15 \times 16128 \times 1,5 \times 1,15}{0,8 \times 18600} = 24$$

					ДП 2025 141	Арк.
						41
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

Приймаємо $n=24$ світильників.

Вибираємо тип світлодіода SMD LED зі світильником ZEUGMA-200, що має світловий потік 18600 лм.

$$E_{\text{ср.ф.ав}} = \frac{24 \cdot 0,8 \cdot 18600}{16128 \cdot 1,5} = 15,4 \text{ лк},$$

$$E_{\text{ср.ф.ав}} = 15,4 \text{ лк} > E_{\text{мін.ав}} = 15 \text{ лк}$$

3.5.4. Вибір кабелів, що живлять щитки освітлення

Умова вибору перерізу кабелів має вигляд:

$$I_p < I_{\text{д.т.}},$$

де I_p – розрахунковий струм, А;

$I_{\text{д.т.}}$ – допустиме тривале навантаження на кабель.

Оскільки, механічний цех відноситься до приміщень із нормальним середовищем, то

$$I_{\text{д.т.}} = I_{\text{н.д}}$$

де $I_{\text{н.д}}$ – тривало допустимий струм для кабелів при нормальних умовах прокладки, що приводиться в таблицях ПУЕ.

Вибираємо кабель, що живить щиток робочого освітлення основного приміщення механічного цеху.

Розрахункове навантаження внутрішнього освітлення будівлі P_p визначаються по встановленій потужності освітлення P_y і коефіцієнту попиту k_n :

$$P_p = P_y \cdot k_n. \quad (3.9)$$

Установлена потужність P_y визначається підсумовуванням потужності ламп всіх стаціонарних світильників, при цьому для врахування втрат у пускорегулюючих апаратах газорозрядних ламп ДРИ множимо на 1,1:

$$P_y = n \cdot P_{\text{л}} \cdot 1,1, \quad (3.10)$$

де n – кількість ламп, шт.;

$P_{\text{л}}$ – номінальна потужність лампи, Вт.

$$P_y = 168 \cdot 700 \cdot 1,1 = 129360 \text{ Вт}$$

									ДП 2025 141	Арк.
										42
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата						

$$k_{\pi} = 0,95$$

$$P_p = 129360 \cdot 0,95 = 122892 \text{ Вт}$$

$$Q_p = P_p \cdot \operatorname{tg} \varphi, \quad (3.11)$$

де $\operatorname{tg} \varphi = 0,48$ для ламп ДРИ.

$$Q_p = 122892 \cdot 0,48 = 58988,16 \text{ Вар}$$

Визначаємо повну потужність робочого освітлення:

$$S_{\text{роб}} = \sqrt{P_p^2 + Q_p^2}; \quad (3.12)$$

$$S_{\text{роб}} = \sqrt{122892^2 + 58988,16^2} = 136316 \text{ ВА}$$

Визначаємо розрахунковий струм для вибору кабелю:

$$I_p = \frac{P_p}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}}}, \quad (3.13)$$

де $U_{\text{ном}} = 380 \text{ В}$ – номінальна напруга мережі;

$$I_p = \frac{136316}{\sqrt{3} \cdot 380} = 207,1 \text{ А}$$

Вибираємо кабель марки АВВГ, чотирижильний. Наведені в ПУЕ допустимі тривалі струми $I_{\text{н. д}}$ прийняті для нормального навколишнього середовища (+25 °С по Цельсію). Оскільки, середовище в цеху нормальне, то поправочний коефіцієнт на температуру повітря, приймаємо рівним 1 ($K=1$).

Приймаємо чотирижильний кабель (4x150 мм²) з $I_{\text{н. д}} = 235 \text{ А}$.

Вибір кабелю, що живить щиток аварійного освітлення основного приміщення цеху:

визначаємо встановлену потужність ламп:

$$P_y = 24 \cdot 200 = 4800 \text{ Вт}$$

Визначаємо розрахункове навантаження по формулі (3.9):

$$P_p = 4800 \cdot 0,95 = 4560 \text{ Вт},$$

де $k_{\pi} = 0,95$.

Визначаємо розрахунковий струм для вибору кабелю по формулі (3.13):

$$I_p = \frac{4560}{\sqrt{3} \cdot 380 \cdot 1} = 6,9 \text{ А},$$

де $\cos \varphi = 1$ – для світлодіодних ламп.

										ДП 2025 141	Арк.
											43
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата							

Приймаємо чотирижильний кабель АВВГ – (4х2,5) з $I_{н.д} = 19 \text{ А}$.

$$I_{н.д} = 19 \text{ А} > I_p = 6,9 \text{ А}.$$

Результати розрахунку зводимо в табл. 3.1.

Таблиця 3.1

Вибір кабелів для щитків освітлення

Приміщення	P_p , Вт	Q_p , вар	S_p , ВА	I_p , А	Марка кабеля	$I_{н.д}$, А
основне (рабоче)	122892	58988,16	136316	207,1	АВВГ(4х150)	235
аварійне	4560	-	23750	6,9	АВВГ(4х2,5)	19
Всього:	127452	58988,16	140441	-	-	-

3.5.5. Вибір схеми живлення освітлювальної установки

Живлення електричного освітлення виконується від загальних для освітлювальних і силових навантажень трансформаторів з низькою напругою 400/230 В (напруга мережі 380/220 В).

Для живлення ламп застосовуємо освітлювальні шинопроводи ШОС.

Для розподілу електроенергії для робочого й аварійного освітлення, а також для захисту мереж від струмів короткого замикання застосовуємо розподільчу шафу ПР11 із триполюсними автоматичними вимикачами типу АЕ 2000.

Освітлювальна мережа цеху передбачає наявність одного групового щитка, до якого груповими лініями приєднуються світильники. У випадку аварійного припинення дії робочого освітлення передбачене аварійне освітлення, що забезпечує можливість продовження роботи й безпечну евакуацію людей із цеху.

Світильники аварійного освітлення автоматично включаються при аварійному відключенні робочого освітлення.

					ДП 2025 141	Арк.
						44
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

Керування робочим освітленням здійснюється автоматичними вимикачами, установленими на груповому щитку. Для зручності експлуатації й безпеки виконання ремонтних робіт і заміни окремих елементів схеми електроосвітлення необхідно передбачити можливість відключення групового щитка. Цю функцію виконує вимикач, установлений на вводі в будівлю.

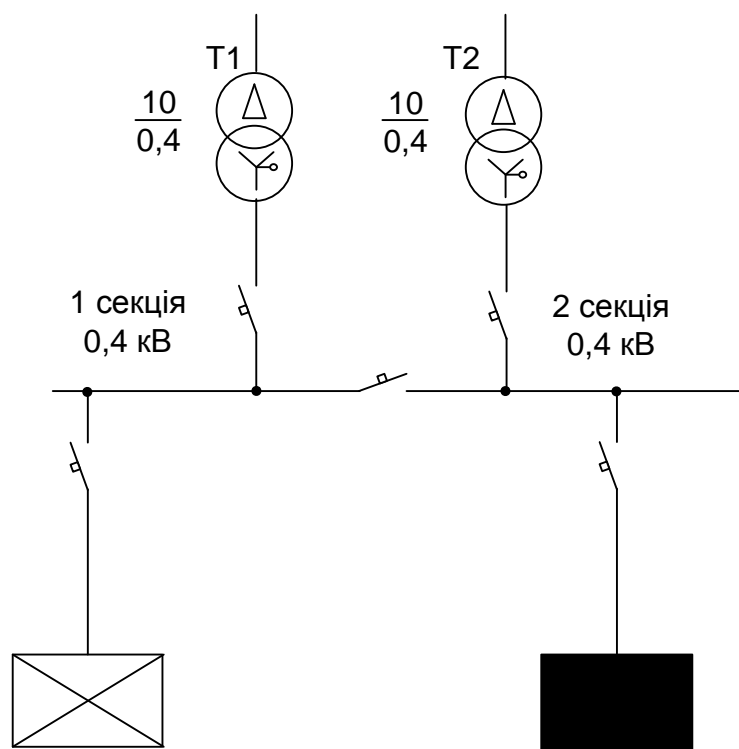


Рис. 3.2. Схема живлення освітлювальної установки

3.5.6. Вибір типу й розташування групового щитка, компоновання мережі і її виконання

Живлення електричного освітлення виконується від загальних для силових і освітлювальних навантажень трансформаторів з низькою напругою 400/230 В (напруга мережі 380/220 В).

Для живлення ламп застосовують освітлювальні шинопроводи ШОС. В якості освітлювальних щитків застосовуємо розподільчі пункти серії ПР11 із триполюсними автоматичними вимикачами. Шафи серії ПР11 призначені для розподілу електричної енергії, для захисту електричних установок напругою до 660 В змінного струму частотою 50 Гц, при перевантаженнях і коротких

										ДП 2025 141	Арк.
											45
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата							

замиканнях для нечастих включень і відключень електричних кіл, а також для захисту людей і тварин від ураження електричним струмом і запобігання пожеж від електричного струму.

Вибираємо щитки освітлення й ЩОС для робочого освітлення основного приміщення:

Світильники робочого освітлення розташовані в 6 рядів по 14 світильників у ряді разом 14 (рис. 3.3). У кожному ряді лампи приєднують до фаз А, В і С один по одному.

Визначаємо розрахункову потужність найбільш завантаженої фази в одному ряді:

$$P_{\text{нбз}} = P_{\text{л}} \cdot n \cdot k_{\text{в}},$$

де $P_{\text{л}}$ – потужність однієї лампи, Вт;

n – кількість світильників на фазі;

$k_{\text{в}} = 1,1$ – коефіцієнт використання [7].

$$P_{\text{нбз}} = 700 \cdot 1,1 \cdot 6 = 4620$$

Визначаємо розрахунковий струм для однієї фази:

$$I_{\text{р}} = \frac{P_{\text{р}}}{U_{\text{ном}} \cdot \cos\varphi}, \quad (3.14)$$

де $U_{\text{ном}} = 220$ В – номінальна напруга мережі;

$\cos\varphi = 0,9$ – для ламп ДРЛ [4].

$$I_{\text{р}} = \frac{4620}{220 \cdot 0,9} = 23,33 \text{ А}$$

Для робочого освітлення вибираємо шість шинопроводів ШОС 4 - 25 - 44 - 1УЗ із $I_{\text{ном}} = 25$ А [1].

Для розподілу електроенергії й захисту мереж від струмів короткого замикання застосовуємо розподільчу шафу ПР11 з автоматичними вимикачами

$$I_{\text{р}} = 207,1 \text{ А.}$$

Вибираємо розподільчий пункт ПР11- 3068- 21УЗ,

$I_{\text{ном. пункту}} = 250$ А [1].

кількість вимикачів на фідерах – 6 триполюсних;

фідерні вимикачі – АЕ 2046, $I_{\text{н.в.}} = 63$ А, $I_{\text{н.р.}} = 25$ А;

									Арк.
									46
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата					

В якості ввідного вимикача вибираємо ВА 5343 з $I_{н.в.} = 250 \text{ А}$,

Групові щитки, розташовувані на стику живильних і групових ліній, призначені для установки апаратів захисту й керування електричними освітлювальними мережами.

Вибираємо щитки освітлення й ЩОС для аварійного освітлення основного приміщення:

світильники аварійного освітлення розташовані в 4 ряди по 7 світильників (рис. 3.3).

Визначаємо розрахункову потужність для найбільш завантаженої фази:

$$P_{нбз} = P_{л} \cdot n,$$

$$P_p = 200 \cdot 2 = 400 \text{ Вт}$$

Визначаємо розрахунковий струм для однієї фази:

$$I_p = \frac{400}{220 \cdot 1,0} = 1,8 \text{ А}$$

Для аварійного освітлення вибираємо чотири шинопроводи ШОС 4 - 25 - 44 - 1УЗ із $I_{ном} = 25 \text{ А}$ [1].

Для розподілу електроенергії й захисту мереж від струмів короткого замикання застосовуємо розподільну шафу ПР11 з автоматичними вимикачами.

Розрахунковий струм навантаження

$$I_p = 36 \text{ А}$$

Вибираємо розподільчий пункт ПР11- 3054- 21УЗ,

$$I_{ном. пункту} = 250 \text{ А} [1];$$

кількість вимикачів на фідерах – 4 триполюсних;

Вимикачі на лініях, що відходять, АЕ 2046, $I_{н.в.} = 63 \text{ А}$, $I_{н.р.} = 40 \text{ А}$ [1];

В якості ввідного вимикача вибираємо ВА 5339 з $I_{н.в.} = 160 \text{ А}$,

$$I_{н.р.} = 50 \text{ А} [1]$$

Вибране встаткування зводимо в табл. 3.2.

План розташування світильників представлений на рис. 3.3.

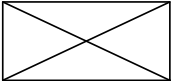
На рис 3.3:

					ДП 2025 141	Арк.
						47
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

 - світильник ГСП-18 з лампою ДРИ (700 Вт), робоче освітлення

 - світильник ZEUGMA-200 зі світлодіодом SMD LED, аварійне освітлення

 - щиток робочого освітлення

 - щиток аварійного освітлення

Таблиця 3.2

Освітлювальні шинопроводи і групові щитки

Пприміщення (вид освітлення)	Груповий щиток					Шинопровід	
	Тип	Фідерні вимикачі		Вводний вимикач		Тип	I _{ном} , А
		Тип	I _{ном} , А	Тип	I _{ном} , А		
Основне (робоче)	ПР11 – 3068 – 21УЗ	АЕ 2046	63/25	ВА5343	250/250	ЩОС4 – 25 – 44 – 1УЗ	25
Основне (аварійне)	ПР11 – 3054 – 21УЗ	АЕ 2046	63/40	ВА 5339	160/50	ЩОС4 – 10 – 44 – 1УЗ	25

										Арк.
										48
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата	ДП 2025 141					

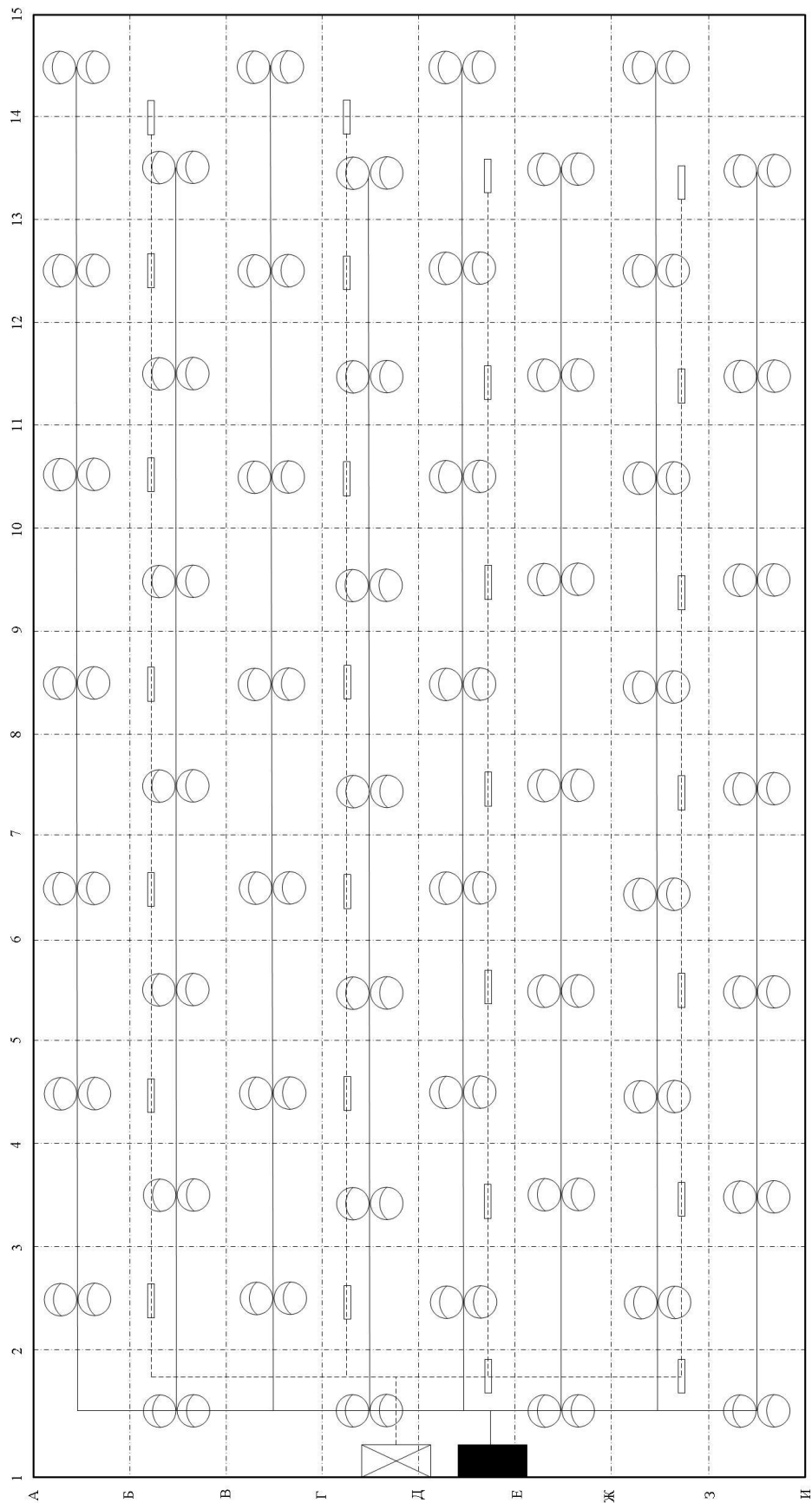


Рис. 3.3. План розташування світильників механічного цеху

Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата

ДП 2025 141

Арк.

49

3.6. Розрахунок електричних навантажень механічного цеху

3.6.1. Розрахунок електричних навантажень машин дугового зварювання

Розрахунок виконуємо по формулі:

$$S_{p.d.c.} = S_{ном} \cdot k_3 \cdot n \cdot \sqrt{ПВ}, \quad (3.15)$$

де $k_3 = 0,7$ – коефіцієнт завантаження [1];

n – число машин, шт.;

$S_{ном}$ – потужність зварювальної машини (із завдання);

$ПВ = 25\%$ – тривалість включення (із завдання)

$$S_{p.d.c.} = 85 \cdot 0,7 \cdot 1 \cdot \sqrt{0,6} = 46,09 \text{ кВА},$$

Знаходимо активне й реактивне навантаження:

$$P_{p.d.c.} = S_{p.d.c.} \cdot \cos \varphi,$$

$$Q_{p.d.c.} = P_{p.d.c.} \cdot \operatorname{tg} \varphi,$$

де $\cos \varphi = 0,65$ [1];

$$P_{p.d.c.} = 46,09 \cdot 0,65 = 30 \text{ кВт};$$

$$Q_{p.d.c.} = 30 \cdot 1,17 = 35,05 \text{ кВАр}.$$

Визначаємо струм:

$$I_{d.c.} = \frac{S_{p.d.c.}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном}},$$

$$I_{d.c.} = \frac{46,09}{\sqrt{3} \cdot 0,38} = 70,11 \text{ А}.$$

3.6.2. Розрахунок електричних навантажень методом упорядкованих діаграм

Розбиваємо всі електроприймачі на групи з подібними характеристиками.

Для кожної групи електроприймачів визначаємо активне й реактивне навантаження по формулах:

$$P_{cmi} = k_{bi} \cdot \sum_{i=1}^m P_{ном i}, \quad (3.16)$$

									ДП 2025 141	Арк.
										50
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата						

$$Q_{cmi} = P_{cmi} \cdot \operatorname{tg}\varphi_i. \quad (3.17)$$

Для приймачів, що працюють у ПКР:

$$P_{12 \text{ ПВ}} = P \cdot \sqrt{\text{ПВ}} = 22 \cdot \sqrt{0,25} = 11 \text{ кВт}$$

Підсумуємо $P_{cm\Sigma}$ і $Q_{cm\Sigma}$ цеху по формулах:

$$P_{cm\Sigma} = \sum_{j=1}^n P_{cm}; \quad Q_{cm\Sigma} = \sum_{j=1}^n Q_{cm} \quad (3.18)$$

Результати обчислень заносимо в табл. 3.3.

Визначаємо груповий коефіцієнт використання для всіх груп.

Розрахунок виконуємо по формулах:

$$k_{в.гр.} = \frac{P_{cm\Sigma}}{\sum_{i=1}^n (P_{ном} \cdot m_i)}, \quad (3.19)$$

$$k_{в.гр.} = \frac{380,57}{866} = 0,44$$

Визначаємо ефективне число електроприймачів по режиму роботи:

$$n_{эф} = \frac{(\sum_{i=1}^n (P_{ном}^i \cdot m_i))^2}{\sum_{i=1}^n (P_{ном}^i{}^2 \cdot m_i)}, \quad (3.20)$$

$$n_{эф} = \frac{(10 \cdot 15 + 7 \cdot 17 + 3 \cdot 45 + 9 \cdot 11 + 8 \cdot 11 + 55 + 70 + 2 \cdot 55 + 2 \cdot 22 + 2 \cdot 8,5)^2}{10 \cdot 15^2 + 7 \cdot 14^2 + 45^2 \cdot 3 + 9 \cdot 11^2 + 8 \cdot 11^2 + 55^2 + 35^2 \cdot 2 + 2 \cdot 55^2 + 2 \cdot 22^2 + 2 \cdot 8,5^2} = 31$$

$$n_{эф} > 10$$

Визначаємо коефіцієнт максимуму:

$$k_m = 1 + \frac{1,4}{\sqrt{n_{эф} - 1}} \cdot \sqrt{\frac{1 - 1,2k_{в.гр.}}{k_{нгр} - 0,01}} \quad (3.21)$$

$$k_m = 1 + \frac{1,4}{\sqrt{30,75 - 1}} \cdot \sqrt{\frac{1 - 1,2 \cdot 0,44}{0,44 - 0,01}} = 1,27$$

					ДП 2025 141	Арк.
						51
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

Вихідні та розрахункові дані

Найменування електроприймача	Кількість, шт.	P _{ном} , кВт	кв, в.о.	cos φ /tg φ	Середнє навантаження за максимально завантаженою зміну	
					P _{см} , кВт	Q _{см} , кВАр
1. Верстат токарний	10	15	0,14	0,5/1,73	21	36,37
2. Верстат фрезерний	7	14	0,14	0,5/1,73	13,72	23,76
3. Автоматична лінія	3	45	0,53	0,7/1,02	71,55	72,98
4. Вентилятор	9	11	0,65	0,8/0,75	63,35	48,26
5. Насос	8	11	0,7	0,85/0,62	61,6	38,19
6. Автоматична лінія	1	55	0,53	0,7/1,02	29,15	29,73
10. Індукційна піч	2	35	0,6	0,7/1,02	42	42,84
11. Електропіч опору	2	55	0,6	0,7/1,02	66	67,32
12. Мостовий кран	2	22	0,1	0,5/1,732	4,4	7,62
13. Транспортер	2	8,5	0,4	0,75/0,88	6,8	5,98
Всього:		866			P _{смΣ} = 380,57	Q _{смΣ} = 373,05

Визначаємо розрахункові максимуми активного й реактивного навантажень:

$$P_p = k_m \cdot P_{смΣ}, \quad (3.22)$$

$$Q_p = Q_{смΣ};$$

$$P_p = 1,27 \cdot 380,57 = 483,32 \text{ кВт}$$

					ДП 2025 141	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		52

$$Q_p = 373,05 \text{ кВАр}$$

Визначаємо повне розрахункове навантаження:

$$S_p = \sqrt{P_p^2 + Q_p^2},$$

$$S_p = \sqrt{483,32^2 + 373,05^2} = 610,5 \text{кВА}$$

Визначаємо розрахункову величину струму:

$$I_p = \frac{S_p}{\sqrt{3} \cdot U_{ном}},$$

$$I_p = \frac{610,5}{\sqrt{3} \cdot 0,38} = 928,73 \text{А}.$$

3.6.3. Додаткове навантаження

$$P_p = 310 \text{ кВт},$$

$$Q_p = P_p \cdot \text{tg}\varphi,$$

$$S_p = \sqrt{P_p^2 + Q_p^2}$$

$$I_p = \frac{S_p}{\sqrt{3} \cdot U_{ном}}$$

$$Q_p = 310 \cdot 0,77 = 240,5 \text{ кВАр},$$

$$S_p = \sqrt{310^2 + 240,5^2} = 392,35 \text{кВА}$$

$$I_p = \frac{392,35}{\sqrt{3} \cdot 0,38} = 596,82 \text{А}.$$

3.6.4. Розподіл навантаження по шинопроводах

Розрахунок виконуємо по формулах:

середньозмінне навантаження

$$P_{срi} = k_{ні} \cdot \sum_1^{ni} P_{ni},$$

					ДП 2025 141	Арк.
						53
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

де $k_{\text{вi}}$ – коефіцієнт використання електроприймачів цеху;

$$Q_{\text{спi}} = P_{\text{спi}} \cdot \text{tg}\varphi_i$$

$$k_{\text{в}} = \frac{P_{\text{сп}\Sigma}}{\sum_{i=1}^k \sum_{l=1}^{n_i} P_{\text{НОМ}i}} ;$$

$$n_{\text{эф}} = \frac{(\sum_{i=1}^k \sum_{l=1}^{n_i} P_{\text{НОМ}i})^2}{\sum_{i=1}^k \sum_{l=1}^{n_i} P_{\text{НОМ}i}^2}$$

При $n_{\text{эф}} > 10$
$$k_{\text{в}} = 1 + \frac{1,4}{\sqrt{n_{\text{эф}} - 1}} \cdot \sqrt{\frac{1 - 1,2k_{\text{нр}}}{k_{\text{нр}} - 0,01}}$$

Отримані дані зведемо в табл. 2.4.

3.6.5. Вибір розподільчих шинопроводів

Вибір шинопроводов виконується за умовою:

$$I_p < I_{\text{НОМ}},$$

де I_p – розрахунковий струм (табл. 3.4), А;

$I_{\text{НОМ}}$ – номінальний струм шинопровода, А [1].

Для прикладу виберемо розподільчий шинопровід для ШРА1.

Розрахунковий струм першої групи електроприймачів дорівнює $I_p = 480$ А.

Вибираємо розподільчий шинопровід ШРА4 – 630- 32 1У3 із номінальним струмом $I_{\text{НОМ}} = 630$ А.

$$I_p = 480\text{А} < I_{\text{НОМ}} = 630\text{А}.$$

Умова виконується, отже, шинопровід ШРА4 – 630 – 32 – 1У3 вибраний правильно. Вибір розподільчих шинопроводів зводимо в табл. 3.4.

									ДП 2025 141	Арк.
										54
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата						

Вибір розподільчих шинопроводів

Групи електроприймачів	I_p, A	Тип шинопроводу	$I_{ном}, A$
ШРА1	480	ШРА4 – 630 – 32 – 1У3	630
ШРА2	394	ШРА4 – 400 – 32 – 1У3	400
ШРА3	438,7	ШРА4 – 630 – 32 – 1У3	630
ШРА4	72,3	ШРА4 – 250 – 32 – 1У3	250
ШРА5	72,3	ШРА4 – 250 – 32 – 1У3	250

3.6.6. Відгалуження до електроприймачів

Ділянка електромережі, що живить окремий приймач електроенергії, називається відгалуженням. Відгалуження до електроприймачів від шинопроводів виконуємо кабелем АВВГ у трубі (згідно ПУЕ у виробничих приміщеннях при наявності небезпеки механічних пошкоджень в експлуатації, прокладка неброньованих кабелів допускається за умови їхнього захисту від механічних пошкоджень).

Вибір перерізу кабелів вибираємо за умовою допустимого нагрівання:

$$I_{ном.ед} \leq I_{д.т.},$$

де $I_{д.т.}$ – допустиме тривале струмове навантаження на кабель, А.

Для відгалужень до окремих електроспоживачів тривалого режиму роботи як розрахунковий струм приймаємо номінальний струм електроприймача.

Для прикладу виберемо кабель, що живить верстат $P=14$ кВт, $I=28,47$ А.

Вибираємо чотирижильний кабель АВВГ(3х6+1х4) з $I_{д.т.} = 30$ А [1].

Виконуємо перевірку за умовою $I_{ном.ЕП} \leq I_{д.т.}$

$$I_{ном.ЕП} = 28,47 \text{ А} \leq I_{д.т.} = 30 \text{ А},$$

кабель проходить по тривало допустимому струму нагрівання. Вибрані кабелі зводимо в табл. 3.5.

					ДП 2025 141	Арк.
						55
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

Вибір кабелів до споживачів

Електроприймачі	I_p , А	Марка кабеля	$I_{д.т}$, А
Верстат токарний	28,4	АВВГ (3×6+1×4)	30
Верстат фрезерний	25	АВВГ (3×6+1×4)	30
Автоматична лінія	82	АВВГ (3×50+1×25)	120
Вентилятор	21,0	АВВГ (3×6+1×4)	30
Насос	21,0	АВВГ (3×6+1×4)	30
Автоматична лінія	97,9	АВВГ (3×50+1×25)	120
Електропіч індукційна	106,3	АВВГ (3×50+1×25)	110
Електропіч опору	97,9	АВВГ (3×50+1×25)	110
Мостовий кран	41,4	АВВГ (3×16+1×10)	55
Транспортер	14,6	АВВГ 3×2,5+1×1,5)	19

3.6.7. Вибір тролейних ліній

Вибираємо тролейні лінії для двох мостових кранів із середнім режимом роботи вантажопідйомністю 5 т. На крану встановлені три двигуни серії АИР з номінальними потужностями 17 кВт, 3 кВт, 3 кВт. Для приймачів, що працюють у ПКР:

$$P_{\text{НОМ}} = P \cdot \sqrt{ПВ} = 20 \cdot \sqrt{0,4} = 12,65 \text{ кВт.}$$

Максимальний розрахунковий струм тролєї при роботі одного крана:

$$I_p = \frac{P_p}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{НОМ}} \cdot \cos\varphi \cdot \eta},$$

										ДП 2025 141	Арк.
											56
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата							

$$I_p = \frac{12,65}{\sqrt{3} \cdot 0,38 \cdot 0,71 \cdot 0,85} = 41,4 \text{ А,}$$

Вибираємо тролейний шинопровід ШТР4 – 100 з $I_{ном} = 100 \text{ А}$ [1].

3.7. Вибір числа і потужності трансформаторів КТП механічного цеху

Оскільки, по складу й характеру навантаження електроспоживачів цех відноситься до другої категорії по безперебійності електропостачання, необхідно встановити двотрансформаторну підстанцію.

Потужність трансформаторів ТП цеху визначається по формулі:

$$S_{тр} = \frac{S_{м.цеху}}{(n \cdot \beta_T)}, \quad (3.23)$$

де $S_{м.цеху}$ – повна розрахункова потужність цеху, кВА;

n – кількість трансформаторів, шт.;

β_T – коефіцієнт завантаження трансформаторів.

Приймаємо $\beta_T = 0,8$ (для споживачів другої категорії по безперебійності електропостачання) [1].

$$S_{м.цеху} = \sqrt{(P_{мц} + P_{эф.с} + P_{ро} + P_{дод})^2 + (Q_{мц} + Q_{эф.с} + Q_{ро} + Q_{дод})^2}, \quad (3.24)$$

де $P_{мц}$, $Q_{мц}$ – максимальні розрахункові (активна й реактивна) потужності силового навантаження цеху, кВт, квар;

$P_{эф}$, $Q_{эф}$ – сумарні ефективні (активна й реактивна) потужності зварювальних машин цеху, кВт, квар;

$P_{ро}$, $Q_{ро}$ – розрахункова (активна й реактивна) потужності освітлення, кВт, квар;

$P_{дод}$, $Q_{дод}$ – розрахункова (активна й реактивна) потужності додаткового навантаження.

Максимальні розрахункові потужності силового навантаження цеху:

$$P_{мц} = 483,32 \text{ кВт, } Q_{мц} = 373,05 \text{ квар.}$$

Сумарні ефективні потужності машин дугового зварювання:

										ДП 2025 141	Арк.
											57
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата							

$$P_{д.с.} = 30 \text{ кВт}, \quad Q_{д.с.} = 35,05 \text{ кВАр.}$$

Розрахункова потужність освітлення:

$$P_{ро} = 122,9 \text{ кВт}, \quad Q_{ро} = 58,9 \text{ квар.}$$

Розрахункова потужність додаткового навантаження:

$$P_{дод} = 310 \text{ кВт}, \quad Q_{дод} = 240,5 \text{ квар.}$$

Повна розрахункова потужність цеху:

$$S_{м.цеху} = \sqrt{(483,32 + 30 + 122,9 + 310)^2 + (373,05 + 35,05 + 58,9 + 240,5)^2} = \\ = 1181,5 \text{ кВА}$$

Потужність трансформаторів цеху:

$$S_{тр} = \frac{1181,5}{2 \cdot 0,8} = 738,42 \text{ кВА.}$$

На підставі $S_{тр}$ можемо прийняти два варіанти:

I варіант – вибираємо два трансформатори ТМЗ – 1000 [1].

Довідкові дані трансформатора:

$$U_{вн} = 10 \text{ кВ}; \quad U_{нн} = 0,4 \text{ кВ}; \quad P_{xx} = 1,9 \text{ кВт}; \quad P_{кз} = 10,5 \text{ кВт}; \quad I_{xx} = 1,15 \%,$$

$$U_{кз} = 5,5 \%.$$

II варіант – вибираємо три трансформатори ТМЗ – 630 [1].

Довідкові дані трансформатора:

$$U_{вн} = 10 \text{ кВ}; \quad U_{нн} = 0,4 \text{ кВ}; \quad P_{xx} = 2,0 \text{ кВт}; \quad P_{кз} = 7,3 \text{ кВт}; \quad I_{xx} = 1,5 \%,$$

$$U_{кз} = 5,5 \%.$$

Реальний коефіцієнт завантаження:

$$\beta_n = \frac{S_{м.цеха}}{n \cdot S_{тр}};$$

$$\beta_{1m} = \frac{1181,5}{2 \cdot 1000} = 0,6;$$

$$\beta_{2m} = \frac{1181,5}{3 \cdot 630} = 0,63.$$

					ДП 2025 141	Арк.
						58
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

3.8. Компенсація реактивної потужності

Передача реактивної потужності викликає додаткові витрати на збільшення перерізу провідників мереж і потужностей трансформаторів, створює додаткові втрати електроенергії. Крім того, збільшуються втрати напруги за рахунок реактивної складової, пропорційній реактивному навантаженню й індуктивному опору, що знижує якість електроенергії по напрузі.

Тому важливе значення має компенсація реактивних навантажень і підвищення коефіцієнта потужності в системах електропостачання підприємства. Під компенсацією мається на увазі установка місцевих джерел реактивної потужності, завдяки яким підвищується пропускна здатність мереж і трансформаторів, а також зменшуються втрати електроенергії.

Тангенс кута зсуву фаз до компенсації реактивної потужності:

$$\operatorname{tg}\varphi_n = \frac{Q_{\text{мц}}}{P_{\text{мц}}},$$

де $Q_{\text{мц}}$, $P_{\text{мц}}$ – активна й реактивна потужності цеху, кВт, квар;

$$\operatorname{tg}\varphi = \frac{707,5}{946,22} = 0,74$$

Сумарна потужність компенсуючого пристрою:

$$Q_{\text{кв}} = P_{\text{мц}} \cdot (\operatorname{tg}\varphi_n - \operatorname{tg}\varphi), \quad (3.25)$$

де $\operatorname{tg}\varphi_e$ – коефіцієнт потужності, заданий системою, в. о.

$$Q_{\text{кв}} = 946,22 \cdot (0,74 - 0,45) = 274 \text{ квар.}$$

В якості джерел реактивної потужності використовуємо комплектні конденсаторні установки з розміщенням їх на магістральних шинопроводах.

На кожний магістральний шинопровід установлюємо по конденсаторній установці УКРМ 0.4 160/6-20 з шістьма ступенями регулювання потужності (20+20+20+30+30+40) і загальною реактивною потужністю 160 квар.

					ДП 2025 141	Арк.
						59
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

3.9. Уточнення розрахункових навантажень і потужності трансформаторів з урахуванням компенсації реактивної потужності та техніко-економічних показників

Розрахункове реактивне навантаження після установки комплектних конденсаторних установок:

$$Q_{p'} = Q_p - Q_{к\gamma}, \quad (3.26)$$

$$Q_{p'} = 707,5 - 2 \cdot 150 = 407,5 \text{кВАр}$$

Перераховуємо повну розрахункову потужність:

$$S_{p'} = \sqrt{P_p^2 + Q_p^2},$$

$$S_{p'} = \sqrt{946,22^2 + 407,5^2} = 1030,24 \text{кВА}$$

Визначаємо розрахункову потужність трансформатора:

$$S_{p'тр} = \frac{S'_{тр}}{k_{ст} \cdot n_{тр}},$$

$$S_{p'тр} = \frac{1030,24}{0,8 \cdot 2} = 643,9 \text{кВА}$$

На підставі $S_{тр}'$ можемо прийняти два варіанти:

I варіант – вибираємо два трансформатори ТМЗ – 1000/10.

II варіант – вибираємо три трансформатори ТМЗ – 630/10.

Коефіцієнт завантаження:

$$\beta_{1тр} = \frac{1030,24}{2 \cdot 1000} = 0,52;$$

$$\beta_{2тр} = \frac{1030,24}{3 \cdot 630} = 0,55.$$

3.9.1. Економічне порівняння вибору варіантів електропостачання

При проектуванні промислового підприємства виконують вибір найбільш доцільного варіанту його виконання на основі всебічного аналізу технічних і економічних показників.

					ДП 2025 141	Арк.
						60
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

До технічних відносять: надійність, зручність в експлуатації, довговічність, об'єм текучих і капітальних ремонтів, степінь автоматизації і т.д.

Основними економічними показниками є капітальні вкладення (затрати) і щорічні експлуатаційні витрати. Тільки співставлення і аналіз всіх техніко-економічних показників, якими характеризуються можливі варіанти, дозволяє зробити вибір кращого рішення.

Технічний розрахунок вибору потужності трансформаторів проводимо з врахуванням компенсації реактивної потужності.

Економічний розрахунок вибору кількості і потужності трансформаторів проводимо за укрупненими показниками і за відносно умовними вартостями обладнання, так як ціни на даний час на обладнання фіксовані і залежать від багатьох факторів, в тому числі і від заводу виготовлювача електрообладнання.

Задачею нашого економічного розрахунку є обґрунтування найбільш економічно доцільного варіанта електропостачання цеху.

Загальновідомим показником економічної ефективності є сумарні приведені затрати. Варіант, у якого сумарні приведені затрати в порівнянні з іншими, при порівняльних показниках, буде менші як в інших варіантах, то цьому варіанту віддають перевагу.

Приведені затрати визначаємо при будівництві в один етап і при подальшій експлуатації із незмінними річними витратами. При цьому передбачається, що подальша експлуатація буде проходити з незмінними річними витратами, тобто передбачається потужність, а як наслідок втрати енергії і витрати на ремонт і обслуговування та інші витрати не змінюються на протязі року в розглядуємий період експлуатації.

3.9.2. Техніко-економічне порівняння вибраних варіантів трансформаторів

Технічне порівняння

I – й варіант два трансформатори ТМЗ-1000/10 ($S_{н.т} = 1000$ кВА).

					ДП 2025 141	Арк.
						61
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

II – й варіант три трансформатори ТМЗ-630/10 ($S_{н.т} = 630$ кВА).

Перевіряємо вибрані нами трансформатори на перевантажувальну здатність.

Час дії максимуму навантаження 2 години.

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

$$K_3 = \frac{S'_{p\Sigma}}{S_{н.тр.}}$$

I – й варіант

$$K_{31} = \frac{S'_p}{n \cdot S_{тр.}} = \frac{1030,24}{2 \cdot 1000} = 0,52;$$

II – й варіант

$$K_{32} = \frac{S'_p}{n \cdot S_{тр.}} = \frac{1030,24}{3 \cdot 630} = 0,55;$$

Норма максимального допустимого навантаження на час дії максимуму навантаження становить:

для I – го варіанту – $1,4 > 0,52$;

для II – го варіанту – $1,63 > 0,55$;

а норма допустимого аварійного перевантаження:

для I – го варіанту – $1,7 > 0,52$;

для II – го варіанту – $1,8 > 0,55$.

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.

					ДП 2025 141	Арк.
						62
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

Економічне порівняння

Технічні дані трансформаторів.

Таблиця 3.6

Технічні дані трансформаторів

№ n/n	Тип	S _{ном} кВА	U _{ном} кВ		Втрати, кВт		U _{кз} %	I _{хх} %	Вартість К, грн
			ВН	НН	P _{х.х.}	P _{к.з.}			
1	ТМ – 1000/10	1000	10	0,4	1,9	10,5	5,5	1,15	506800
2	ТМ – 630/10	630	10	0,4	2,0	7,3	5,5	1,5	394280

Виходячи з вище приведеного нам необхідно вибрати з цих двох варіантів – найкращий.

Визначаємо, по варіантах, приведені втрати електричної енергії в трансформаторах за формулою:

$$\Delta W = n \cdot \left[\left(P_{x.x.} + K_{з.в.} \cdot \frac{I_{x.x.} \%}{100} \cdot S_{н.тр.} \right) \cdot T_d + K_3^2 \cdot \left(P_{к.з.} + K_{з.в.} \cdot \frac{U_{к.з.} \%}{100} \cdot S_{н.тр.} \right) \cdot \tau \right], \text{ кВт} \cdot \text{год};$$

де n – кількість працюючих трансформаторів однакової потужності;

P_{х.х.} – втрати потужності холостого ходу, кВт;

K_{з.в.} – коефіцієнт втрати потужності електросистеми, для нашого випадку приймаємо K_{з.в.} = 0,06 кВт/квар;

I_{х.х.} – струм холостого ходу, %;

S_{н.тр.} – номінальна потужність трансформатора, кВА;

T_д – дійсний час роботи трансформатора рік, год;

K_з – коефіцієнт завантаження трансформатора;

P_{к.з.} – потужність короткого замикання, кВт;

U_{к.з.} – напруга короткого замикання, %;

τ – час максимальних втрат, який визначається із графіку в залежності від T_м = 5000 год і cos φ. В даному випадку τ = 3411 год.

Отже проведемо розрахунок по кожному з варіантів:

$$\Delta W_1 = 2 \cdot \left[\left(1,9 + 0,06 \cdot \frac{1,15}{100} \cdot 1000 \right) \cdot 8760 + 0,52^2 \cdot \left(10,5 + 0,06 \cdot \frac{5,5}{100} \cdot 1000 \right) \cdot 3411 \right] = 70833 \text{ кВт} \cdot \text{год};$$

$$\Delta W_2 = 3 \cdot \left[\left(2,0 + 0,06 \cdot \frac{1,5}{100} \cdot 630 \right) \cdot 8760 + 0,55^2 \cdot \left(7,3 + 0,06 \cdot \frac{5,5}{100} \cdot 630 \right) \cdot 3411 \right] = 96493 \text{ кВт} \cdot \text{год}.$$

					ДП 2025 141	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		63

Визначаємо, по варіантах, вартість річних втрат електроенергії за формулою:

$$C_w = \Delta W \cdot C_0, \text{ грн.}$$

де C_0 – вартість 1 кВт·год, яка на даний період складає для машинобудівного комплексу $C_0 = 6$ грн/кВт·год.

$$C_{w1} = \Delta W_1 \cdot C_0 = 70833 \cdot 6 = 424998 \text{ грн.}$$

$$C_{w2} = \Delta W_2 \cdot C_0 = 96493 \cdot 6 = 578958 \text{ грн.}$$

Визначаємо, по варіантах, щорічні амортизаційні витрати за формулою:

$$C_a = \varphi \cdot K, \text{ грн}$$

де φ – процент амортизаційних відрахувань для трансформаторів, який приймаємо $\varphi = 10\%$.

$$C_{a1} = 0,1 \cdot (2 \cdot 506800) = 101360 \text{ грн.}$$

$$C_{a2} = 0,1 \cdot (3 \cdot 394280) = 118284 \text{ грн.}$$

Визначаємо, по варіантах, щорічні експлуатаційні витрати за формулою:

$$C = C_w + C_a, \text{ грн;}$$

$$C_1 = C_{w1} + C_{a1} = 424998 + 101360 = 526358 \text{ грн}$$

$$C_2 = C_{w2} + C_{a2} = 578958 + 118284 = 697242 \text{ грн}$$

Визначаємо, по варіантах, приведені річні витрати за формулою:

$$Z = C + p \cdot K, \text{ грн}$$

де p – нормативний коефіцієнт економічної ефективності, приймаємо $p = 0,15$.

$$Z_1 = C_1 + 0,15 \cdot K_1 = 526358 + 0,15 \cdot (2 \cdot 506800) = 678398 \text{ грн}$$

$$Z_2 = C_2 + 0,15 \cdot K_2 = 697242 + 0,15 \cdot (3 \cdot 394280) = 874668 \text{ грн}$$

Результати техніко-економічних розрахунків заносимо у табл. 3.7.

					ДП 2025 141	Арк.
						64
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

Зведені дані техніко-економічних розрахунків вибору трансформаторів

№ п/п	Види витрат	Одиниці виміру	Варіант трансформатора	
			I	II
1	Тип трансформатора	-	2хТМЗ-1000/10	3хТМЗ-630/10
2	Капітальні витрати	грн.	1013600	1182840
3	Річні втрати електроенергії	кВт·год	70833	96493
4	Вартість річних втрат електроенергії	грн.	424998	578958
5	Амортизаційні витрати	грн.	101360	118284
6	Експлуатаційні річні витрати	грн.	526358	697242
7	Приведені річні витрати	грн.	678398	874668

Виходячи з економічного розрахунку вибираємо варіант у якого менші приведені річні витрати, яким являється I варіант, тобто на трансформаторній підстанції встановлюємо два трансформатори типу ТМЗ-1000/10.

Вибрана КТП розташована в електроприміщенні цеху. Підстанція крім двох трансформаторів містить вводні шафи на напругу 10 кВ і комплектні розподільчі шафи, за допомогою яких зібрана схема КРУ напругою 0,4 кВ.

3.10. Вибір живильних ліній

3.10.1. Вибір живильних кабелів від РП до КТП

Кабельна лінія, по якій трансформаторна підстанція одержує живлення, прокладається в землі. Вибираємо кабель марки АПвБВнг-LS на напругу 10 кВ трижильний.

Вибір перерізу кабелю по нагріванню

Основна умова вибору кабелю по нагріванню

$$I_p \leq I_{дт.}$$

де $I_{дт.}$ – тривало допустиме струмове навантаження на кабель, А;

I_p – розрахунковий струм, А

Згідно ПУЕ провідники повинні задовольняти вимогам відносно гранично допустимого нагрівання з урахуванням не тільки нормальних, але й

									Арк.
									65
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата	ДП 2025 141				

$T_a=0,1$ с – постійна часу загасання аперіодичної складової струму короткого замикання.

Тепловий імпульс струму КЗ:

$$W_K = I''^2 \cdot (t_{CB} + t_{PЗ} + t_{Відк.В}) = 17^2 \cdot (0,7 + 0,1) = 232 \text{ кА}^2 \cdot \text{с};$$

Вибираємо 2 шафи (для приєднання двох ліній, що відходять) серії КМ-1 -УЗ,

$U_{НОМ}=10$ кВ, $I_{НОМ.шафи}=630$ А з вбудованими вимикачами ВАН-10-50-12-27 [1]

і із трансформаторами струму типу ТЛК-10УЗ.

Вибір апаратів оформимо у вигляді табл. 3.8.

Таблиця 3.8

Вибір апаратури комірки КРУ

Найменування і тип апарата	Розрахункові дані	Умова вибору	Технічні характеристики	Перевірка умови
Комірки КМ-1	$U_{мер} = 10$ кВ $I_{max} = 81$ А	$U_{мер} \leq U_{НОМ}$ $I_{max} \leq I_{НОМ}$	$U_{НОМ} = 10,5$ кВ $I_{НОМ} = 630$ А	$10 \text{ кВ} < 10,5 \text{ кВ}$ $81 \text{ А} < 630 \text{ А}$
Вимикач ВАН-10-50-12-27	$U_{мер} = 10$ кВ $I_{max} = 81$ А $I'' = 52$ кА $i_y = 2 \times 10^{-4}$ кА $W_K = 232 \text{ кА} \cdot \text{с}$	$U_{мер} \leq U_{НОМ}$ $I_{max} \leq I_{НОМ}$ $I'' \leq I_{НОМ.Відкл}$ $i_y \leq i_{дин}$ $W_K \leq I_{ТЕРМ} \cdot t_{ТЕРМ}$	$U_{НОМ} = 10$ кВ $I_{НОМ} = 1250$ А $I_{НОМ} = 630$ кА $i_{дин} = 52$ кА $I_{ТЕРМ}^2 \cdot t_{ТЕРМ} = 50^2 \cdot 3 = 1200 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$10 \text{ кВ} = 10 \text{ кВ}$ $81 \text{ А} < 1250 \text{ А}$ $20 \text{ кА} = 20 \text{ кА}$ $52 \text{ кА} = 52 \text{ кА}$ $232 \text{ кА}^2 \cdot \text{с} < 7500 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$
Трансформатор струму ТЛК-10УЗ	$U_{мер} = 10$ кВ $I_{max} = 82$ А $i_y = 2 \times 10^{-4}$ кА $W_K = 4232 \text{ кА} \cdot \text{с}$	$U_{мер} \leq U_{НОМ}$ $I_{max} \leq I_{НОМ}$ $i_y \leq i_{дин}$ $W_K \leq I_{ТЕРМ} \cdot t_{ТЕРМ}$	$U_{НОМ} = 10$ кВ $I_{НОМ} = 100$ А $i_{дин} = 81$ кА $I_{ТЕРМ}^2 \cdot t_{ТЕРМ} = 2976,75 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$10 \text{ кВ} = 10 \text{ кВ}$ $82 \text{ А} < 100 \text{ А}$ $2 \times 10^{-4} \text{ кА} < 52$ кА $232 \text{ кА}^2 \cdot \text{с} < 2976,7 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$

3.12. Побудова карти селективного захисту

3.12.1. Розрахунок струмів трифазного короткого замикання

Розрахункова схема й схема заміщення представлена на рис. 3.4.

Визначаємо опори елементів схеми.

Визначаємо індуктивний опір системи, приведений до сторони 0,4 кВ.

										ДП 2025 141	Арк.
											68
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата							

$$X_C = \frac{U_{CC}}{\sqrt{3} \cdot I_K} \cdot \left(\frac{0,4}{10,5}\right)^2, \quad (3.30)$$

$$X_C = \frac{10,5}{\sqrt{3} \cdot 17} \cdot \left(\frac{0,4}{10,5}\right)^2 = 0,48(\text{МОм})$$

Визначаємо активний і індуктивний опори високовольтної кабельної лінії довжиною $L = 190 \text{ м}$ і $S = 3 \times 185 \text{ мм}^2$:

$$R_{BB} = R_0 \cdot L \cdot \left(\frac{U_{HH}}{U_{BB}}\right)^2, \quad X_{BB} = X_0 \cdot L \cdot \left(\frac{U_{HH}}{U_{BB}}\right)^2, \quad (3.31)$$

$$R_{BB} = 0,21 \cdot 190 \cdot \left(\frac{0,4}{10,5}\right)^2 = 0,058(\text{МОм}),$$

$$X_{BB} = 0,124 \cdot 190 \cdot \left(\frac{0,4}{10,5}\right)^2 = 0,034(\text{МОм})$$

Визначаємо активний опір трансформатора ТМЗ - 1000/10:

$$R_T = \frac{\Delta P_K \cdot U_{НОМ.Т}^2}{S_{НОМ.Т}^2} \cdot 10^6, \quad (3.32)$$

$$R_T = \frac{10,5 \cdot 0,4^2}{1000^2} \cdot 10^6 = 1,68(\text{МОм})$$

Визначаємо повний опір трансформатора

$$Z_T = \frac{u_{K\%} \cdot U_{НОМ.Т}^2}{S_{НОМ.Т}} \cdot 10^4 \quad (3.33)$$

$$Z_T = \frac{5,5 \cdot 0,4^2}{1000} \cdot 10^4 = 8,8(\text{МОм})$$

Визначаємо реактивний опір трансформатора:

$$X_T = \sqrt{Z_T^2 - R_T^2}, \quad (3.34)$$

$$X_T = \sqrt{8,8^2 - 1,68^2} = 8,64(\text{МОм}),$$

										Арк.
										69
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата	ДП 2025 141					

Визначаємо активний і індуктивний опір магістрального шинопроводу ШМА4 - 1600 - УЗ, $l = 60$ м:

$$R_{\text{ШМА1}} = R_0 \cdot l = 0,03 \cdot 60 = 1,8 \text{ (мОм)};$$

$$X_{\text{ШМА1}} = x_0 \cdot l = 0,014 \cdot 60 = 0,84 \text{ (мОм)}.$$

Визначаємо активний і індуктивний опір розподільного шинопроводу ШРА4-630 - 32 - 1УЗ, $l = 26$ м:

$$R_{\text{ШРА}} = R_0 \cdot l = 0,1 \cdot 26 = 2,6 \text{ (мОм)};$$

$$X_{\text{ШРА}} = x_0 \cdot l = 0,13 \cdot 26 = 3,38 \text{ (мОм)}.$$

Визначаємо активний і індуктивний опір живильного кабелю АВВГ (3х6+1х4), $l = 14$ м:

$$R_{\text{К.Л.}} = R_0 \cdot l = 6,15 \cdot 14 = 86,1 \text{ (мОм)};$$

$$X_{\text{К.Л.}} = x_0 \cdot l = 0,094 \cdot 14 = 1,32 \text{ (мОм)}.$$

Опори автоматичних вимикачів вибираємо з [1], виходячи з номінального струму вимикача.

Номінальний струм для А1 – струм АД:

$$I_{\text{НОМ}} = 14 \text{ (А)} \Rightarrow I_{\text{НОМ. А1}} = 50 \text{ (А)} \quad R_{\text{А1}} = 7 \text{ (мОм)};$$

$$X_{\text{А1}} = 4,5 \text{ (мОм)}$$

Номінальний струм для А2 – струм ШРА2:

$$I_{\text{НОМ}} = 394 \text{ (А)} \Rightarrow I_{\text{НОМ. А2}} = 400 \text{ (А)} \quad R_{\text{А2}} = 0,65 \text{ (мОм)};$$

$$X_{\text{А2}} = 0,17 \text{ (мОм)}$$

Номінальний струм для А3 вибираємо по розрахунковому струму трансформатора:

$$I = \frac{1,4 \cdot S_{\text{ТР}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{НН}}},$$

$$I_{\text{НОМ}} = 1,4 \cdot 1000 / (\sqrt{3} \cdot 0,38) = 2129,6 \text{ (А)}$$

Номінальний струм для А4

$$I_{\text{НОМ}} = 2129,6 \text{ (А)} \Rightarrow I_{\text{НОМ. А4}} = 2500 \text{ (А)} \quad R_{\text{А4}} = 0,13 \text{ (мОм)};$$

$$X_{\text{А4}} = 0,07 \text{ (мОм)}.$$

					ДП 2025 141	Арк.
						71
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

Розрахунок початкового діючого значення періодично складової струму трифазного короткого замикання без урахування опору електричної дуги виконується по формулі:

$$I_{п.о.}^{(3)*} = \frac{U}{\sqrt{3} \cdot \sqrt{R_{\Sigma}^2 + X_{\Sigma}^2}}, \quad (3.35)$$

де $U_{ном}$ – середня номінальна лінійна напруга в мережі, кВ;

R_{Σ} , X_{Σ} – сумарні активний і індуктивний опори до точки КЗ без урахування опору електричної дуги, мОм.

Опір дуги $R_{д}$ у місці КЗ приймається активним і його визначають по виразу:

$$R_{д} = \frac{U_{д}}{I_{п.о.}} = \frac{E_{д} \cdot L_{д}}{I_{п.о.}} = \frac{1,6 \cdot L}{I_{п.о.}} \quad (3.36)$$

де $U_{д}$ – спад напруги на дузі, В;

$E_{д} = 1,6$ В – напруга в стовбурі дуги, В [1];

$L_{д}$ – довжина дуги, мм;

$I_{п.о.}$ – найбільше діюче значення періодичної складової струму КЗ при металевому КЗ (тобто без урахування опору дуги).

Довжина дуги визначається залежно від відстані a між фазами провідників у місці КЗ [1]:

$L_{д} = 4a$ при $a < 3$ мм;

$L_{д} = 2a$ при $3 \text{ мм} < a < 30$ мм;

$L_{д} = a$ при $a > 30$ мм

Струм КЗ із урахуванням опору електричної дуги визначається по виразу:

$$I_{п.о.}^{(3)} = \frac{U}{\sqrt{3} \cdot \sqrt{(R_{\Sigma} + R_{д})^2 + X_{\Sigma}^2}}, \quad (3.37)$$

a) коротке замикання в точці К - 3

Визначимо сумарний активний опір до точки КЗ:

$R_{\Sigma} = R_{BC} + R_{T} + R_{A3} + R_{шма}$

$R_{\Sigma} = 0,058 + 1,68 + 0,13 + 1,8 = 3,67$ (мОм).

										ДП 2025 141	Арк.
											72
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата							

Визначимо сумарний індуктивний опір до точки К3:

$$X_{\Sigma} = X_{BC} + X_T + X_c + X_{A4} + X_{шма}$$

$$X_{\Sigma} = 0,48 + 0,034 + 8,64 + 0,07 + 0,84 = 10,06 \text{ (мОм)}.$$

Визначаємо струм КЗ без урахування опору дуги по формулі (3.35):

$$I_{п.о.}^{(3)*} = \frac{400}{\sqrt{3} \cdot \sqrt{3,67^2 + 10,06^2}} = 21,59 \text{ (кА)}$$

Відстань між фазами провідників у місці короткого замикання $a = 10 \text{ мм}$ (магістральний шинопровід) [5].

$$L_d = 2 a = 20 \text{ (мм)}$$

Визначаємо активний опір дуги по формулі (3.36):

$$R_d = \frac{1,6 \cdot 20}{21,59} = 1,48 \text{ (мОм)}$$

Визначаємо струм КЗ із урахуванням опору дуги по формулі (3.37):

$$I_{п.о.}^{(3)*} = \frac{400}{\sqrt{3} \cdot \sqrt{(3,67 + 1,48)^2 + 10,06^2}} = 20,44 \text{ (кА)}$$

б) коротке замикання в точці К - 2

Визначимо сумарний активний опір до точки К2:

$$R_{\Sigma 2} = R_{\Sigma 2} + R_{шрА} + R_{A23},$$

$$R_{\Sigma} = 3,67 + 0,65 + 2,6 = 6,92 \text{ (мОм)}.$$

Визначимо сумарний індуктивний опір до точки К2:

$$X_{\Sigma 2} = X_{\Sigma 3} + X_{A2} + X_{шрА},$$

$$X_{\Sigma} = 10,06 + 0,17 + 3,38 = 13,61 \text{ (мОм)}.$$

Визначаємо струм КЗ без урахування опору дуги по формулі (3.35):

$$I_{п.о.}^{(3)*} = \frac{400}{\sqrt{3} \cdot \sqrt{6,92^2 + 13,61^2}} = 15,15 \text{ (кА)}$$

Відстань між фазами провідників у місці короткого замикання $a = 45 \text{ мм}$ (шини ШРА) [1].

$$L_d = a = 45 \text{ (мм)}$$

Визначаємо активний опір дуги по формулі (3.36):

$$R_d = \frac{1,6 \cdot 45}{15,15} = 4,75 \text{ (мОм)}$$

									ДП 2025 141	Арк.
										73
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата						

Визначаємо струм КЗ із урахуванням опору дуги по формулі (3.37):

$$I_{п.о.}^{(3)*} = \frac{400}{\sqrt{3} \cdot \sqrt{(6,92 + 4,75^2 + 13,61^2)}} = 12,9(\text{кА})$$

в) коротке замикання в точці К - 1

Визначимо сумарний активний опір до точки К1

$$R_{\Sigma 1} = R_{\Sigma 2} + R_{A1} + R_{кл.}$$

$$R_{\Sigma 1} = 6,92 + 7 + 86,1 = 100,02 \text{ (мОм)}.$$

Визначимо сумарний індуктивний опір до точки К1:

$$X_{\Sigma 1} = X_{\Sigma 2} + X_{A1} + X_{кл.}$$

$$X_{\Sigma 1} = 13,61 + 4,5 + 1,32 = 19,43 \text{ (мОм)}.$$

Визначаємо струм КЗ без урахування опору дуги:

$$I_{п.о.}^{(3)*} = \frac{400}{\sqrt{3} \cdot \sqrt{100,02^2 + 19,43^2}} = 2,27(\text{кА})$$

Відстань між фазами провідників у місці короткого замикання $a = 1,6$ мм (кабель перерізом 2,5-10 мм) [1].

$$L_{д} = 4a = 6,4 \text{ (мм)}$$

Визначаємо активний опір дуги:

$$R_{д} = \frac{1,6 \cdot 6,4}{2,27} = 4,51(\text{мОм})$$

Визначаємо струм КЗ із урахуванням опору дуги:

$$I_{п.о.}^{(3)*} = \frac{400}{\sqrt{3} \cdot \sqrt{(100,02 + 4,51)^2 + 19,43^2}} = 2,17(\text{кА})$$

3.12.2. Розрахунок струмів однофазного короткого замикання

В електричній мережі напругою до 1000 В під однофазним коротким замиканням мається на увазі замикання між фазним і нульовим провідниками в схемі електропостачання. Тому величина струму однофазного замикання залежить від величини фазної напруги й опору петлі «фаза - нуль» від цехового трансформатора до розрахункової точки КЗ.

					ДП 2025 141	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		74

Розрахунок однофазних струмів КЗ проводимо по виразу:

$$I_{\phi}^{(1)} = \frac{U}{\sqrt{(R_{\phi-\Sigma} + R_{л})^2 + X_{\phi-\Sigma}^2}} \quad (3.38)$$

де $U_{\phi} = 230$ В – фазна напруга мережі;

$R_{\phi-\Sigma}$, $X_{\phi-\Sigma}$ – сумарні опори струму однофазного КЗ, (мОм);

Визначаємо опори елементів схеми:

- опори силового трансформатора ТМЗ - 1000/10 струму однофазного короткого замикання:

$$R_{Т\phi-0} = 5,7 \text{ мОм}; \quad X_{Т\phi-0} = 25,8 \text{ мОм};$$

- опорв магістрального шинопроводу ШМА4 - 1600 струму однофазного короткого замикання:

$$R_{\text{пит.}\phi-0} = 0,083 \text{ мОм/м}; \quad X_{\text{пит.}\phi-0} = 0,026 \text{ мОм/м} \quad [1];$$

$$R_{\text{ШМА}\phi-0} = R_{\text{gbn.}\phi-0} \cdot l = 0,083 \cdot 60 = 4,98 \text{ мОм};$$

$$X_{\text{ШМА}\phi-0} = X_{\text{gbn.}\phi-0} \cdot l = 0,026 \cdot 60 = 1,56 \text{ мОм};$$

- опорв розподільного шинопроводу ШРА4 - 250- 32 - 1У3 струму однофазного короткого замикання:

$$R_{\text{пит.}\phi-0} = 0,42 \text{ мОм/м}; \quad X_{\text{пит.}\phi-0} = 0,42 \text{ мОм/м} [1];$$

$$R_{\text{ШРА}\phi-0} = R_{\text{пит.}\phi-0} \cdot l = 0,42 \cdot 26 = 10,92 \text{ мОм};$$

$$X_{\text{ШРА}\phi-0} = X_{\text{пит.}\phi-0} \cdot l = 0,42 \cdot 26 = 10,92 \text{ мОм};$$

- опори чотирижильного кабелю струму однофазного короткого замикання:

$$R_{\text{пит.}\phi-0} = 13,02 \text{ мОм/м}; \quad X_{\text{пит.}\phi-0} = 0,207 \text{ мОм/м} \quad [1];$$

$$R_{\text{КЛ}\phi-0} = R_{\text{пит.}\phi-0} \cdot l = 13,02 \cdot 14 = 182,28 \text{ мОм};$$

$$X_{\text{КЛ}\phi-0} = R_{\text{пит.}\phi-0} \cdot l = 0,207 \cdot 14 = 2,9 \text{ мОм};$$

- опори силового кабелю 10 кВ струму однофазного короткого замикання:

$$R_{\text{пит.}\phi-0} = 0,79 \text{ мОм/м}; \quad X_{\text{пит.}\phi-0} = 0,163 \text{ мОм/м} \quad [1];$$

$$R_{\text{ВС}\phi-0} = R_{\text{пит.}\phi-0} \cdot 1 \cdot \left(\frac{U_{\text{нн}}}{U_{\text{вн}}}\right)^2 = 0,79 \cdot 190 \cdot \left(\frac{0,4}{10,5}\right)^2 = 0,218 \text{ мОм};$$

$$X_{\text{ВС}\phi-0} = X_{\text{пит.}\phi-0} \cdot 1 \cdot \left(\frac{U_{\text{нн}}}{U_{\text{вн}}}\right)^2 = 0,163 \cdot 190 \cdot \left(\frac{0,4}{10,5}\right)^2 = 0,045 \text{ мОм};$$

										ДП 2025 141	Арк.
											75
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата							

а) коротке замикання в точці К -3;

Визначимо сумарний активний опір до точки К3:

$$R_{\Phi-O\Sigma 3} = R_{BC \Phi-O} / 3 + R_{BC \Phi-O} + R_{A3} R_{ШМА \Phi-O}$$

$$R_{\Phi-O\Sigma 3} = 0,218 + 5,7/3 + 4,98 + 0,13 = 7,23 \text{ мОм};$$

Визначимо сумарний індуктивний опір до точки К3:

$$X_{\Phi-O\Sigma 3} = X_{BC \Phi-O} + X_{T \Phi-O} / 3 + X_{A3} + X_{ШМА \Phi-O}$$

$$X_{\Phi-O\Sigma 3} = 0,045 + 25,8/3 + 0,07 + 1,56 = 10,28 \text{ мОм};$$

Визначаємо струм короткого замикання без урахування опору електричної дуги:

$$I_{\Phi}^{(1)*} = \frac{220}{\sqrt{7,23^2 + 10,28^2}} = 17,5(\text{кА})$$

Визначаємо струм короткого замикання з урахуванням опору електричної дуги:

$$I_{\Phi}^{(1)} = \frac{220}{\sqrt{(7,23 + 6)^2 + 10,28^2}} = 13,13(\text{кА})$$

б) коротке замикання в точці К - 2;

Визначимо сумарний активний опір до точки К2:

$$R_{\Phi-O\Sigma 2} = R_{\Phi-O\Sigma 3} + R_{ШРА \Phi-O} + R_{A2}$$

$$R_{\Phi-O\Sigma 2} = 7,23 + 0,65 + 10,92 = 18,8 \text{ мОм};$$

Визначимо сумарний індуктивний опір до точки К2:

$$X_{\Phi-O\Sigma 2} = X_{\Phi-O\Sigma 3} + X_{ШРА \Phi-O} + X_{A2}$$

$$X_{\Phi-O\Sigma 2} = 10,28 + 0,17 + 10,92 = 21,37 \text{ мОм};$$

Визначаємо струм короткого замикання без урахування опору електричної дуги:

$$I_{\Phi}^{(1)*} = \frac{220}{\sqrt{18,8^2 + 21,37^2}} = 7,73(\text{кА})$$

Визначаємо струм короткого замикання з урахуванням опору електричної дуги:

$$I_{\Phi}^{(1)} = \frac{220}{\sqrt{(18,8 + 10)^2 + 21,37^2}} = 6,14(\text{кА})$$

									ДП 2025 141	Арк.
										76
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата						

в) коротке замикання в точці К - 1;

Визначимо сумарний активний опір до точки К1:

$$R_{\Phi-O\Sigma 1} = R_{\Phi-O\Sigma 2} + R_{A1} + R_{\text{КЛ}\Phi-O}$$

$$R_{\Phi-O\Sigma 1} = 18,8 + 7 + 182,28 = 208,08 \text{ мОм}$$

Визначимо сумарний індуктивний опір до точки К1:

$$X_{\Phi-O\Sigma 1} = X_{\Phi-O\Sigma 2} + X_{A2} + X_{\text{КЛ}\Phi-O}$$

$$X_{\Phi-O\Sigma} = 21,37 + 4,5 + 2,9 = 28,77 \text{ мОм};$$

Визначаємо струм короткого замикання без урахування опору електричної дуги:

$$I_{\Phi}^{(1)*} = \frac{220}{\sqrt{208,08^2 + 28,77^2}} = 1,04(\text{кА})$$

Визначаємо струм короткого замикання з урахуванням опору електричної дуги:

$$I_{\Phi}^{(1)} = \frac{220}{\sqrt{(208,08+12)^2 + 28,77^2}} = 0,99(\text{кА}).$$

Результати розрахунків струмів однофазних і трифазного коротких замикань для розрахункової схеми (рис. 3.4) заносимо в табл. 3.9.

Таблиця 3.9

Результати розрахунків струмів короткого замикання

Точка короткого замикання	$I_{\text{п.о.}}^{(3)*}$, кА без урахування R_d	$I_{\text{п.о.}}^{(3)}$, кА з урахування R_d	$I_{\text{п.о.}}^{(1)*}$, кА без урахування R_d	$I_{\text{п.о.}}^{(1)}$, кА з урахування R_d
К – 3	21,59	20,44	17,5	13,13
К – 2	15,15	12,9	7,73	6,14
К – 1	2,27	2,17	1,04	0,99

3.12.3. Карта селективності захисту

Автоматичні вимикачі вибираємо з [1];

Вимикач біля верстату $P_H = 14 \text{ кВт}$, $I_{\text{роб.}} = 28,4 \text{ А}$.

$$I_{\text{ном. вим.}} > I_{\text{роб.}}$$

									Арк.
									77
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата					

Вибираємо АЕ 2046М з $I_{\text{НОМ. ВИМ}} = 63 \text{ А}$, $I_{\text{НОМ. РОЗ.}} = 25 \text{ А}$, $I_0 = 6 \text{ кА}$;

Визначаємо струм спрацьовування відсічки:

$$I_{\text{СВ}} / I_{\text{НОМ. РОЗ.}} = 12;$$

$$I_{\text{СВ}} = 12 \cdot I_{\text{НОМ. РОЗ.}} = 12 \cdot 28,4 = 340 \text{ А}; t_{\text{СВ}} = 0,02 \text{ с};$$

$$I_{\text{СВ}} < I_{\text{К1}}^{(3)}, I_{\text{СВ}} < I_{\text{К1}}^{(1)}.$$

Визначаємо струм вставки:

$$I_6 = 6 \cdot I_{\text{НОМ. РОЗ.}} = 6 \cdot 25 = 150 \text{ А}; t_6 = 2 \text{ с}; I_{\text{МИТ. СПР.}} = 5 \text{ кА};$$

Визначаємо струм спрацьовування вимикача в зоні перевантаження:

$$I_{\text{СП}} / I_{\text{НОМ. РОЗ.}} = 1,25;$$

$$I_{\text{СП}} = 1,25 \cdot I_{\text{НОМ. РОЗ.}} = 1,25 \cdot 25 = 31,25 \text{ А}; t_{\text{СП}} = 1200 \text{ с};$$

Коефіцієнт чутливості до струмів однофазного КЗ:

$$k_{\text{ч}} = I_{\text{П.О.}}^{(1)} / I_{\text{СВ}} = 0,645 / 0,3 = 2,15 > 1,1 \cdot 1,3 = 1,43$$

Вимикач біля ШРА2, $I_{\text{роб.}} = 394 \text{ А}$.

$$I_{\text{НОМ. ВИМ.}} > I_{\text{роб.}}$$

Вибираємо ВА 51 – 37 з $I_{\text{НОМ. ВИМ}} = 400 \text{ А}$,

Секційний вимикач

$$I_{\text{НОМ. ВИМ.}} > I_{\text{роб.}}$$

$$I_{\text{роб.}} = 1313,5 \text{ А}$$

Вибираємо ВА 53-43 з $I_{\text{НОМ.ВИМ.}} = 1600 \text{ А}$; $I_{\text{НОМ. РОЗ.}} = 1600 \text{ А}$, $I_{\text{В}} = 60 \text{ кА}$;

Вимикач на шинах КТП, трансформатор ТМЗ–1000/10, $I_{\text{роб.}} = 2627 \text{ А}$.

$$I_{\text{НОМ. ВИМ.}} > I_{\text{роб.}}$$

Вибираємо ВА 75 – 47 з $I_{\text{НОМ. ВИМ}} = 4000 \text{ А}$,

$$I_{\text{НОМ. РОЗ.}} = 4000 \text{ А}, I_{\text{В}} = 60 \text{ кА};$$

Дані для побудови карти селективності зведемо в табл. 3.10.

					ДП 2025 141	Арк.
						78
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

Таблиця 3.10

Дані для побудови карти селективності

Точка КЗ	Тип вимикача	$I_{\text{ном. вим.}}, \text{А}$	$I_{\text{ном. роз.}}, \text{А}$	Зона спрацювання при перевантаженні		Зона шестикратного струму		Зона відсічки		$I_{\text{мит.спр.}}, \text{кА}$
				$I_{\text{СП}}, \text{А}$	$t_{\text{СП}}, \text{с}$	$I_6, \text{А}$	$t_6, \text{с}$	$I_{\text{св}}, \text{А}$	$t_{\text{св}}, \text{с}$	
1	АЕ 2046М	63	25	31,25	1200	150	2	300	0,02	-
2	ВА 51 – 37	400	400	350	100	2000	4	1200	0,1	25
3	ВА 75-47	4000	4000	5000	100	24000	4	12000	0,2	36
4	ВА53-43	1600	1600	2000	100	9600	4	4800	0,3	31

На рис. 3.5 показана побудова карти селективності захисту.

Визначимо по карті селективності час дії вибраних захистів, зведемо в табл. 3.11 і перевіримо умови селективності.

Таблиця 3.11

Перевірка умов селективності

Струми КЗ, кА	АЕ 2056М і ВА 55 – 37	ВА 55 – 37 і ВА 55-41	ВА 55-41 і ВА 55-43
$I_{\text{п.о.к1}}^{(1)} = 2,02$	$0,1/0,025=4 > 1,5$	-	-
$I_{\text{п.о.к2}}^{(1)} = 3,92$	-	$50/0,1=500 > 1,5$	-
$I_{\text{п.о.к3}}^{(1)} = 13,1$	-	-	$25/0,4=62,5 > 1,5$
$I_{\text{п.о.к1}}^{(3)} = 3,0$	$0,1/0,025=4 > 1,5$	-	-
$I_{\text{п.о.к2}}^{(3)} = 6,07$	-	$20/0,1=200 > 1,5$	-
$I_{\text{п.о.к3}}^{(3)} = 14,06$	-	-	$15/0,4=37,5 > 1,5$

Із табл. 3.11 видно, що умова селективності виконується у всіх випадках.

					ДП 2025 141	Арк.
						79
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

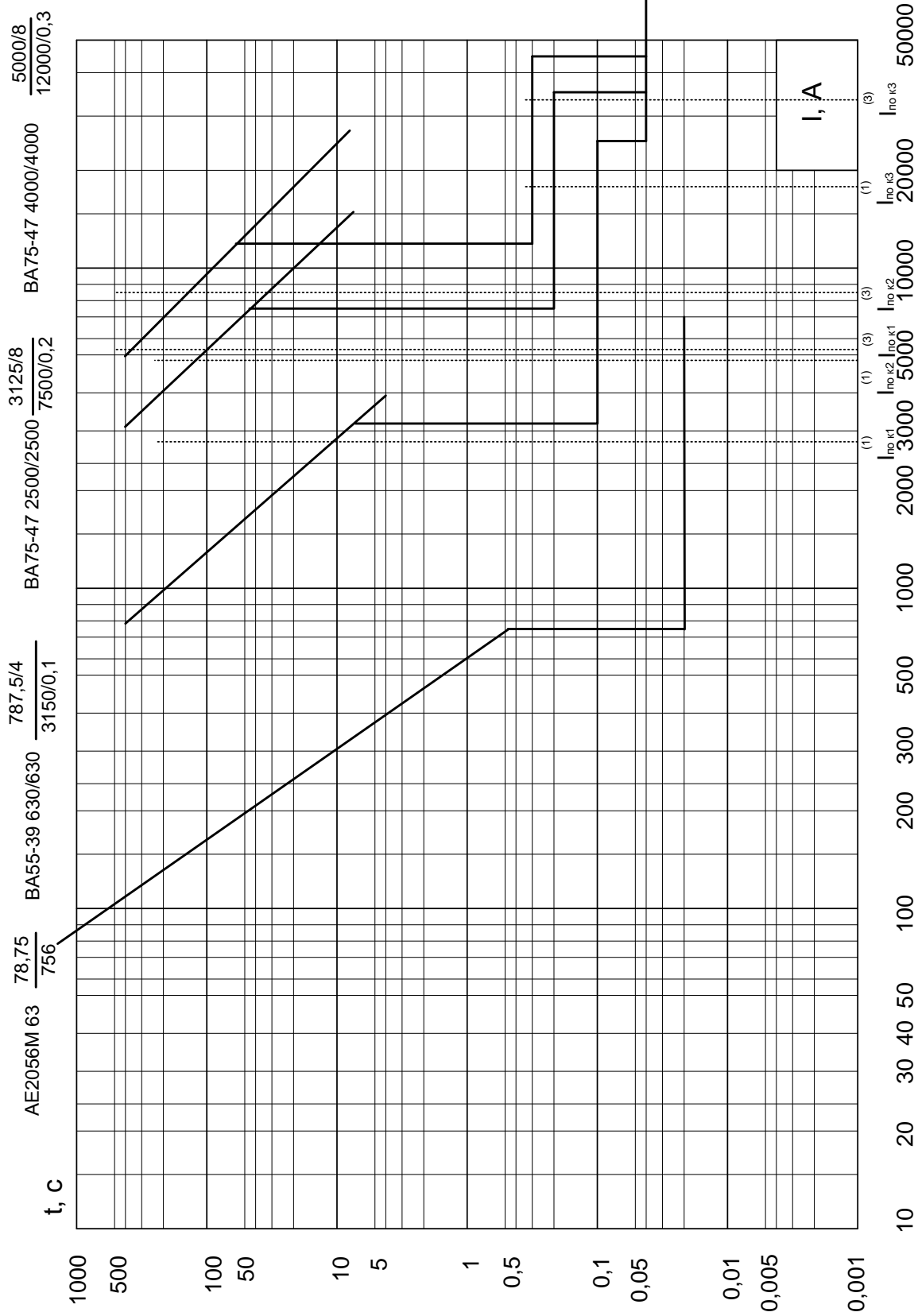


Рис. 3.5. Карта селективності захисту насоса

Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата
------	------	----------	--------	------

ДП 2025 141

Опір магістрального шинопроводу ШМА4 - 1600 - УЗ:

$$R_{ШМА1} = R_0 \cdot l = 0,03 \cdot 18 = 0,54 \text{ (МОм)};$$

$$X_{ШМА1} = x_0 \cdot l = 0,014 \cdot 18 = 0,252 \text{ (МОм)}.$$

$$\Delta U_{ШМА}'' = \frac{\sqrt{3} \cdot 379,8 \cdot (0,54 \cdot 10^{-3} \cdot 0,88 + 0,252 \cdot 10^{-3} \cdot 0,46)}{0,38 \cdot 10^3} \cdot 100\% = 0,1\%$$

Опір розподільчого шинопроводу ШРА4-630:

$$R_0 = 0,1 \text{ МОм/м}; \quad X_0 = 0,13 \text{ МОм/м}; \quad l = 3 \text{ м.}$$

$$R_{ШРА} = R_0 \cdot l; \quad X_{ШРА} = X_0 \cdot l$$

$$R_{ШРА} = 0,1 \cdot 3 = 0,3 \text{ МОм}; \quad X_{ШРА} = 0,13 \cdot 3 = 0,39 \text{ МОм.}$$

$$\Delta U_{ШРА}'' = \frac{0,25 \cdot \sqrt{3} \cdot 480 \cdot (0,3 \cdot 10^{-3} \cdot 0,72 + 0,39 \cdot 10^{-3} \cdot 0,7)}{0,38 \cdot 10^3} \cdot 100\% = 0,027\%$$

Опір кабелю АВВГ перерізом (3x6 + 1x4)

$$\Delta U_{КЛ.i} = \frac{0,25 \cdot \sqrt{3} \cdot I_{pi} \cdot L_{КЛ.i} \cdot (r_0 \cdot \cos \varphi_{ТПi} + x_0 \cdot \sin \varphi_{ТПi})}{U_{ном} \cdot 10^3} \cdot 100\% \quad (3.42)$$

$$R_0 = 6,15 \text{ МОм/м}; \quad X_0 = 0,094 \text{ МОм/м}; \quad l = 5 \text{ м.}$$

$$R_{КЛ} = R_0 \cdot l; \quad X_{КЛ} = X_0 \cdot l$$

$$R_{КЛ} = 6,15 \cdot 5 = 30,75 \text{ МОм}; \quad X_{КЛ} = 0,094 \cdot 5 = 0,47 \text{ МОм.}$$

$$\Delta U_{КЛ} = \frac{30,75 \cdot 11 + 0,47 \cdot 8,25}{380^2} \cdot 100\% = 0,23\%$$

$$\delta U_2'' = \delta U_1'' - \Delta U_{ТП}'' - \Delta U_{ВС}'' + \delta U_{дод}'' - \Delta U_{ШМА}'' - \Delta U_{КЛ}'' - \Delta U_{ШРА}''$$

$$\delta U_1'' = 6 \%, \quad \delta U_{дод}'' = 5$$

$$\delta U_2'' = 6 - 0,708 - 0,011 - 0,1 - 0,027 - 0,23 = 4,9\%$$

$$\delta U_2'' = 4,9 \% > \delta U_{дод}'' = 5\%$$

Отже, відхилення напруги в період мінімуму навантаження не перевищує допустимого значення.

б) розрахунок рівня напруги на затискачах найбільш віддаленого електроприймача для режиму максимальних навантажень (вентилятор на ШРА1, рис. 3.7).

$$\delta U_2' = \delta U_1' - \Delta U_{ТП}' - \Delta U_{ВС}' + \delta U_{дод}' - \Delta U_{ШМА}' - \Delta U_{ШРА}' - \Delta U_{КЛ}'$$

Опір високовольтної кабельної лінії:

$$\Delta U_{ВС}'' = \Delta U_{ВС}' / 0,25 = 0,011 / 0,25 = 0,045\%$$

									ДП 2025 141	Арк.
										82
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата						

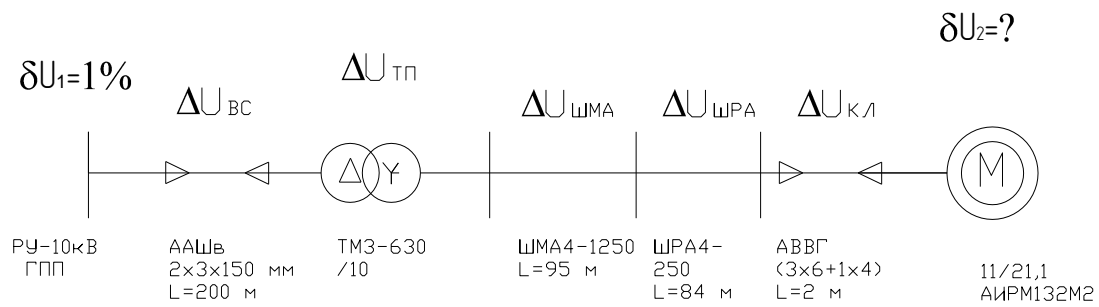


Рис. 3.7. Схема електропостачання насоса

Опір трансформатора:

$$\Delta U'_{\text{ТП}} = \Delta U''_{\text{ТП}} / 0,25 = 0,708 / 0,25 = 2,83\%$$

Опір магістрального шинопроводу ШМА4 - 1600 - УЗ:

$$R_{\text{ШМА1}} = R_0 \cdot l = 0,03 \cdot 72 = 2,16 \text{ (МОм)};$$

$$X_{\text{ШМА1}} = x_0 \cdot l = 0,014 \cdot 72 = 1,01 \text{ (МОм)}.$$

$$\Delta U''_{\text{ШМА}} = \frac{\sqrt{3} \cdot 1521 \cdot (2,16 \cdot 10^{-3} \cdot 0,8 + 1,01 \cdot 10^{-3} \cdot 0,6)}{0,38 \cdot 10^3} \cdot 100\% = 1,62\%$$

Опір розподільчого шинопроводу ШРА4-630:

$$R_0 = 0,1 \text{ МОм/м}; \quad X_0 = 0,13 \text{ МОм/м}; \quad l = 48 \text{ м.}$$

$$R_{\text{ШРА}} = R_0 \cdot l; \quad X_{\text{ШРА}} = X_0 \cdot l$$

$$R_{\text{ШРА}} = 0,1 \cdot 48 = 4,8 \text{ МОм}; \quad X_{\text{ШРА}} = 0,13 \cdot 48 = 6,24 \text{ МОм.}$$

$$\Delta U''_{\text{ШРА}} = \frac{\sqrt{3} \cdot 480 \cdot (4,8 \cdot 10^{-3} \cdot 0,72 + 6,24 \cdot 10^{-3} \cdot 0,7)}{0,38 \cdot 10^3} \cdot 100\% = 1,71\%$$

Опір кабелю АВВГ перерізом (3x6 + 1x4)

$$\Delta U'_{\text{КЛ}} = \Delta U''_{\text{КЛ}} / 0,25 = 0,125 / 0,25 = 0,5\%$$

$$\delta U_2' = \delta U_1' - \Delta U_{\text{ТП}}' - \Delta U_{\text{BC}}' + \delta U_{\text{дод}}' - \Delta U_{\text{ШМА}}' - \Delta U_{\text{ШРА}}' - \Delta U_{\text{КЛ}}'$$

$$\delta U_1' = 4\% \text{ (завдання)}; \quad \delta U_{\text{дод}} = 5$$

$$\delta U_2' = 4 - 2,83 - 0,045 - 1,61 - 1,71 - 0,5 - 5 = -7,45\%$$

$$\delta U_2' = -7,45\% < \delta U_{\text{дод}}'' = -5\%.$$

Відхилення напруги в період максимуму навантаження не перевищує допустимого значення.

									Арк.
									83
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата	ДП 2025 141				

4. ОХОРОНА ПРАЦІ

4.1. Основні вимоги безпеки до виробничого обладнання та робочих місць на машинобудівному комплексі

Машини, верстати, апарати та інше устаткування, що застосовується на машинобудівному комплексі в м. Мукачево різноманітне за принципом дії, конструкцією, типам і розмірам. Однак, дотримання основних вимог безпеки до виробничого устаткування дозволяє забезпечити безпеку його експлуатації.

Основним устаткуванням у механічному цеху є верстати з металообробки (фрезерні, свердлильні, токарські й т.д.), із цього випливає, що основними зонами, які представляють небезпеку для працівників є зони, розташовані в безпосередній близькості до робочих органів цих верстатів.

Устаткування обладнане засобами сигналізації при порушенні нормальних режимів роботи, а також засобами примусової зупинки й відключення від мережі. Рухомі частини обладнання, що представляють небезпеку обгороджені й забезпечені додатковими засобами захисту. Щити огорожень виготовляються із сухого дерева або іншого міцного ізоляційного матеріалу. На кожному щиті розміщують застережливі плакати: «Стой, висока напруга», «Стой, небезпечно для життя» (залежно від напруги електроустановки) або роблять відповідні написи. Елементи устаткування, з якими контактує людина, не мають гострих країв, кутів, нерівних, гарячих і переохолоджених поверхонь.

У механічному цеху робітники виконують свою трудову діяльність у позі "стоячи", оскільки для роботи на металорізальних верстатах необхідні фізичні зусилля від 10 до 20 кг. Ця поза є найбільш важкою, тому що затрачується енергія на виконання роботи й на підтримку тіла у вертикальному й похилому положенні. Щоб знизити втомлення передбачаються регламентовані перерви, для цього робоче місце оснащено сидінням для відпочинку.

					ДП 2025 141		
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата			
Розроб.		Стасьо В.В.			Літ.	Арк.	Аркушів
Перевір.		Сірик А.О.				84	
Реценз.		Красюк М.І.			4. Охорона праці ННІТІ ім. акад. І.С.Гулого ЗЕЛ-5-3		
Н. Контр.							
Затверд.		Балюта С.М.					

Найбільш імовірний шлях протікання струму через тіло робітника – "рука-рука", оскільки, робота що виконується на металообробних верстатах у механічному цеху виконується руками й усі робітники взуті в ізолююче взуття. Також при виконанні робіт вони стоять на ізолюючих килимках.

До захисних засобів, що захищають людину від ураження електричним струмом і впливу електричної дуги відносяться: ізолюючі штанги, діелектричні кліщі, показчики напруги, слюсарно-монтажний інструмент із ізольованими рукоятками, захисні окуляри, діелектричні ковдрики й рукавички. Також для захисту від впливу електричного струму застосовується захисне заземлення й занулення.

Основними заходами захисту від ураження електричним струмом є ізоляція струмопровідних частин устаткування, недоступність до струмопровідних частин устаткування, застосування спецодягу. На всіх засобах захисту, що пройшли випробування, крім інструменту з ізолюючими рукоятками й показчиків напруги до 1 кВ, наявний відтиск штампю про їхнє випробування.

Захисне заземлення – це навмисне електричне з'єднання із землею або її еквівалентом металевих неструмопровідних частин електроустаткування в нормальному стані (корпусів, огорожень тощо), які можуть опинитися під напругою в результаті пошкодження ізоляції.

Занулення – це навмисне електричне з'єднання металевих неструмопровідних частин електроустаткування в нормальному стані із заземленою нейтраллю вторинної обмотки трифазного понижувального трансформатора або генератора із заземленим виводом джерела однофазного струму.

В приміщенні механічного цеху електропроводки й кабелі прокладені в трубах і лотках, що забезпечує додаткову безпеку. Устаткування й проводки постійно піддаються огляду й ремонту. Усе електроустаткування захищене автоматичними вимикачами з високою швидкістю. Трансформатор розташований в окремому приміщенні – трансформаторній й захищений високовольтним вакуумним вимикачем.

										Арк.
										86
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата						

- визначений порядок і строки проходження протипожежного інструктажу й пожежно-технічного мінімуму, а також призначені особи, відповідальні за їхнє проведення.

Важливе місце у гарантуванні пожежної безпеки на промислових підприємствах відіграє організація пожежної охорони. Це пов'язано з тим, що пожежна охорона сприяє забезпеченню високого рівня пожежної безпеки на об'єктах, що належать підприємству.

Добровільна пожежна охорона утворюється відповідно статті 63 Кодексу цивільного захисту, постанови Кабінету Міністрів України від 17.07.2013 № 564 «Про затвердження Порядку функціонування добровільної пожежної охорони» та Правил пожежної безпеки в Україні з метою проведення заходів із запобігання виникнення пожеж та організації їх гасіння.

Основними завданнями пожежно-рятувальних підрозділів добровільної пожежної охорони є забезпечення пожежної безпеки, запобігання виникненню пожеж та нещасних випадків на них, гасіння пожеж, рятування людей, а також надання допомоги у ліквідації наслідків інших надзвичайних ситуацій.

У механічному цеху встановлена автономна пожежна сигналізація. У всіх приміщеннях є пожежні сповіщувачі, що реагують на задимлення й теплове випромінювання. Для ліквідації пожежі у початковій її стадії в цеху змонтований внутрішній протипожежний водопровід з пожежними кранами, пожежними рукавами й насадками. Для локалізації гасіння невеликих вогнищ горіння є пересувні й переносні вогнегасники. В цеху використовуються порошкові вогнегасники ВП-5 та ВП-8.

Вогнегасники розташовуються на відстані не менш 1,2 м від прорізу дверей і на висоті не більше 1,5 м від рівня підлоги до низу вогнегасника; ящики для піску мають об'єм 0,5 м³ і комплектуються совком.

На випадок виникнення пожежі у першу чергу потрібно евакуювати людей з механічного цеху. Для цього встановлена система оповіщення, що вказує на рух до евакуаційних виходів. Оповіщення супроводжується одночасно включенням світлових показників і піктограм. У будівлі механічного цеху є

									Арк.
									88
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата					

ДП 2025 141

схема евакуації робочого персоналу, вивішена біля входів і виходів. Є основні й аварійні виходи з будівлі цеху на випадок виникнення пожежі, всі виходи позначені спеціальними табличками.

Цех відноситься до II ступеня вогнестійкості (будівлі з несучими й обгороджувальними конструкціями, побудовані із природних або штучних кам'яних матеріалів, бетону або залізобетону з застосуванням листових і плитних негорючих матеріалів).

Характеристика вогнестійкості: R 120-K0 – межа вогнестійкості 120 хв – за втратою несучої здатності, конструкції – пожежобезпечні.

4.5. Розрахунок заземлюючих пристроїв

Спроекуємо конструкцію заземлювального пристрою без використання природних заземлювачів.

За вихідні дані візьмемо:

- Об'єкт, що захищається – стаціонарний (обладнання механічного 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 δ_T – 3,5 мм.
- Відношення відстані між трубами до їх довжини приймемо $\frac{L_B}{l_B} = 1$.
- Горизонтальний заземлювач: з'єднувальна стрічка шириною b_c – 0,04 м;
- Глибина закладання вертикальних і горизонтальних електродів в ґрунт $h_B = h_T = 0,8$ 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.

										ДП 2025 141	Арк.
											89
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата							

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

За дод. 9 [8] приймаємо $\rho_{\text{табл}} = 300 \text{ Ом}\cdot\text{м}$ – наближене значення питомого опору ґрунту, що рекомендують для розрахунку.

Приймаємо значення $K_{\text{с.в}}$ – коефіцієнту сезонності для вертикальних заземлювачів для кліматичної зони III. За дод. 3 [8] беремо $K_{\text{с.в}} = 1,5$.

Приймаємо коефіцієнт сезонності для горизонтального заземлювача згідно з кліматичною зоною. За дод. 3 [8] беремо $K_{\text{с.г}} = 3,5$.

Визначаємо розрахунковий питомий опір ґрунту для вертикальних заземлювачів:

$$\rho_{\text{розр.в}} = \rho_{\text{табл}} \cdot K_{\text{с.в}} = 300 \cdot 1,5 = 450 \text{ Ом}\cdot\text{м}.$$

Обчислюємо розрахунковий питомий опір ґрунту для горизонтальних заземлювачів:

$$\rho_{\text{розр.г}} = \rho_{\text{табл}} \cdot K_{\text{с.г}} = 300 \cdot 3,5 = 1050 \text{ Ом}\cdot\text{м}.$$

Визначаємо відстань від поверхні землі до середини вертикального електрода:

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

Обчислюємо опір в одному вертикальному заземлювачі за формулою, наведеною в дод. 2 [13], рядок 4:

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

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

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

Приймаємо коефіцієнт використання вертикальних заземлювачів при розташуванні їх за чотирикутним контуром і їх числом $n_{\text{т.в}} = 32$ та відношенням

$\frac{L_{\text{в}}}{l_{\text{в}}} = 1$. За дод. 4 [8] беремо $\eta_{\text{в.в}} = 0,434$.

									Арк.
									90
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата					

Обчислюємо необхідне число, шт., вертикальних електродів

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

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

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

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

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

Довжина, м, з'єднувальної стрічки горизонтального заземлювача:

$$L_{\text{з.с.}} = 1,05 \cdot l_{\text{в}} \cdot (n_{\text{н.в}} - 1) = 1,05 \cdot 3 \cdot (74 - 1) \approx 230.$$

Опір $R_{\text{г.з.с.}}$, Ом, розтіканню струму в горизонтальному заземлювачі (з'єднувальній стрічці) обчислюємо за формулою, наведеною в дод. 2 [8], рядок б:

$$R_{\text{г.з.с.}} = \frac{\rho_{\text{г}}}{2\pi L} \ln \frac{L^2}{dt} = \frac{1050}{2\pi \cdot 230} \ln \frac{230^2}{0,5 \cdot 0,04 \cdot 0,8} = 10,9.$$

При розташуванні вертикальних заземлювачів за чотирикутним контуром та співвідношенні $\frac{L_{\text{в}}}{l_{\text{в}}} = 1$ і необхідній кількості вертикальних заземлювачів $n_{\text{н.в}} = 74$, коефіцієнт використання горизонтального заземлювача складає $\eta_{\text{в.г}} = 0,19$ згідно дод. 5 [8].

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

$$R_{\text{розр.г}} = \frac{R_{\text{г.з.с.}}}{n_{\text{н.г}} \cdot \eta_{\text{в.г}}} = \frac{10,9}{1 \cdot 0,19} = 57.$$

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

						Арк.
						91
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

$$R_{\text{розр.в.г}} = \frac{R_{\text{розр.в}} \cdot R_{\text{розр.г}}}{R_{\text{розр.в}} + R_{\text{розр.г}}} = \frac{4 \cdot 57}{4 + 57} = 3,7.$$

Вибираємо матеріал та поперечний переріз з'єднувальних провідників. За табл. 7.8 [9] вибираємо голі мідні $S_M = 4 \text{ мм}^2$ або алюмінієві $S_A = 6 \text{ мм}^2$ провідники.

Матеріал та поперечний переріз магістральної шини беремо за табл. 7.8 [9] і приймаємо сталеву шину з товщиною $\delta_c = 4 \text{ мм}$ і перерізом не менше $S = 100 \text{ мм}^2$.

					ДП 2025 141	Арк.
						92
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

5. СПЕЦІАЛЬНА ЧАСТИНА. АВТОМАТИЗОВАНІ СИСТЕМИ КОНТРОЛЮ, ОБЛІКУ ТА УПРАВЛІННЯ ЕНЕРГОВИКОРИСТАННЯМ

Перехід ОРЕ України від моделі «єдиного покупця» до «лібералізованого ринку електроенергії» [11] потребує створення ефективної системи інформаційного забезпечення для розрахунків. Нові умови вимагають впровадження сучасних методів комерційного обліку, оскільки ціна електроенергії формується з вартості різних компонентів виробництва та ринкових допоміжних послуг, зокрема балансування. Це висуває нові вимоги до технічного та програмного забезпечення для обробки розрахункових даних, а також до регламентів їх впровадження та використання.



Рис. 5.1. Стадії еволюції систем збору даних

Розрахунки за електроенергію у ОРЕ України забезпечуються інформаційною системою «АСКОЕ», яку впроваджують суб'єкти енергоринку.

ДП 2025 141								
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата	5. Спеціальна частина. Автоматизовані системи контролю, обліку та управління енерговикористанням	Літ.	Арк.	Акрушів
Розроб.		Стасько В.В.						
Перевір.		Мащенко О.А.					93	
Реценз.		Красюк М.І.				ННІТІ ім. акад. І.С.Гулого ЗЕЛ-5-3		
Затверд.		Балюта С.М.						

ВДКО), призначена для перевірки та підтвердження даних, отриманих від «АСКОЕ» учасників ОРЕ.

Впровадження «АСКОЕ» для учасників роздрібного ринку електроенергії в Україні здійснюється відповідно до «Правил користування електричною енергією», затверджених Постановою НКРЕ №910 від 17.10.2005 [13]. Ці правила зобов'язували споживачів з об'єднаною потужністю від 150 кВт і середньомісячним споживанням електроенергії не менше 50000 кВт·год за останні 12 місяців встановити прилади диференційованого обліку та «локального встановлення збору та обробки даних» (ЛУЗОД) у період 2005–2008 років.

Отже, з 2003 по 2010 рік в Україні відбулося активне впровадження «АСКОЕ» як для оптового, так і для роздрібних ринків з метою автоматизації комерційного обліку електроенергії. Водночас у побутовому секторі широке застосування «АСКОЕ» поки що обмежене через низку чинників.

У жовтні 2013 року набув чинності Закон «Про засади функціонування ринку електричної енергії», що запровадив в Україні новий ринок електроенергії та передбачив формування «ринку двосторонніх договорів і балансуючого ринку» (РДДБР). Цей лібералізований ринок включає кілька ключових сегментів: «ринок довгострокових договорів» (РДД), де укладаються контракти на значні періоди (наприклад, місяць або рік); ринок «на добу вперед» (РДН), який забезпечує можливість планувати обсяги постачання на кожну годину наступної доби; «балансуючий ринок» (БР), що врівноважує попит і пропозицію в режимі реального часу; та ринок допоміжних послуг (РДП), який сприяє підтриманню стабільності та надійності енергосистеми.

Основною метою впровадження «ринку двосторонніх договорів і балансуючого ринку» (РДДБР) є створення дієвого механізму для балансування попиту та пропозиції електроенергії в реальному часі. Це нововведення сприятиме посиленню відповідальності учасників ринку за дотримання узгоджених режимів споживання. Завдяки функціонуванню РДДБР:

1. По-перше, електрична потужність стає товаром, що продається за ринковими умовами.

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

ДП 2025 141

2. По-друге, кінцева ціна на електроенергію в РДДБР формується з ціною на різні види енергопродукції та витрати на допоміжні послуги, особливо на послуги балансування, які торгуються на ринкових засадах.
3. По-третє, кваліфіковані споживачі отримуюють ширший вибір інструментів для забезпечення власного попиту на електричну потужність, дозволяючи гнучко та вигідно адаптувати свої потреби до умов ринку.

Головним завданням є ефективне використання технічного потенціалу кінцевого споживача як рівноправного суб'єкта електроенергетики, для узгодженого управління попитом і надання допоміжних послуг на ринку електричної енергії. Лише тісна співпраця між системним оператором і його кваліфікацією споживачами забезпечує підвищення ефективності балансування та досягнення бажаних результатів ринку. Кваліфіковані споживачі, які суворо підтримують узгоджені режими електроспоживання, активно співпрацюючи з системним оператором у балансуванні ринку, можуть розраховувати на зменшення витрат на електроенергію. Тож, попри початкові кроки у впровадженні РДДБР в Україні, необхідно розробити концепцію та механізми залучення кінцевих споживачів до балансування на ринку економічних засад через контроль попитом у реальний час.

Основні завдання управління попитом на лібералізованому ринку електроенергії включають:

1. Точне прогнозування попиту на ринку «на добу вперед» (РДН).
2. Уточнення графіка навантаження на РДН.
3. Моніторинг поточних параметрів електроспоживання в режимі реального часу.
4. Оперативне прогнозування попиту поточного операційного дня на внутрішньодобовому ринку (ВДР).
5. Регулювання графіка навантаження на внутрішньодобовому ринку.
6. Визначення відхилень фактичного попиту від прогнозованих значень навантаження на ринках РДН і ВДР.

										ДП 2025 141	Арк.
											100
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата							

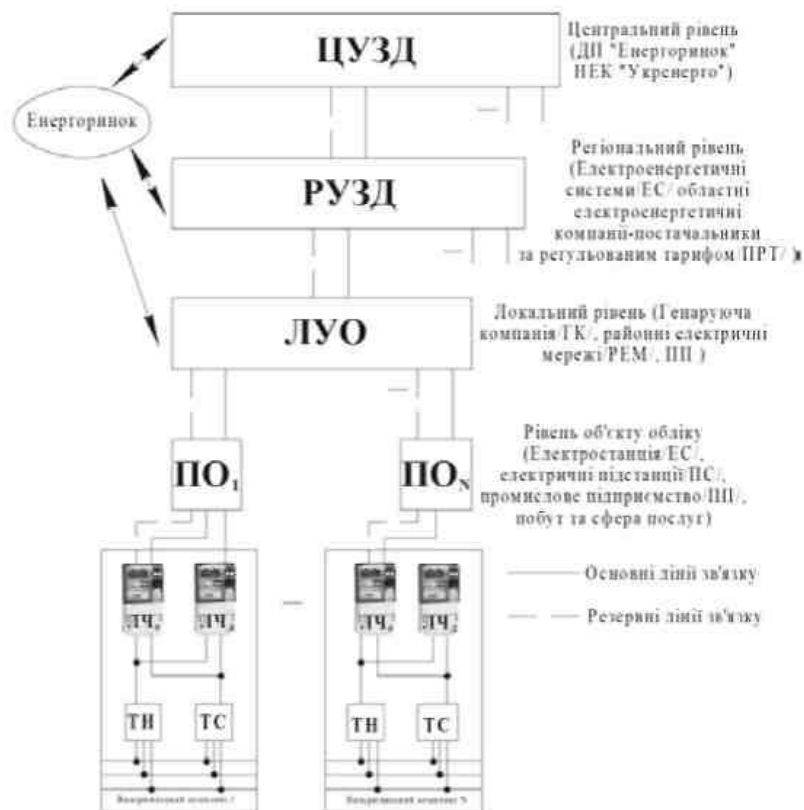


Рис. 5.2. Основи організації процесів збору та обробки даних комерційного обліку в «АСКОЕ» на енергоринку України

Для забезпечення вчасної передачі даних на вищі рівні розподіленої «АСКОЕ» та до ІОК Головного оператора, з урахуванням специфіки розрахункових періодів і роботи балансуєчого механізму, необхідно здійснювати подальшу обробку, узагальнення, аналіз і використання отриманих даних. Дані, які передаються на верхні рівні, мають містити достатній обсяг інформації для розрахунків за електроенергію, підтримки управління попитом, балансування ринку, а також надання додаткових послуг. Важливо враховувати, що зі збільшенням кількості учасників ринку та розширенням спектру допоміжних послуг обсяги інформації поступово зростатимуть у зв'язку з лібералізацією ринку.

У таких умовах багаторівнева ієрархічна структура розподіленої «АСКОЕ» електроенергетичного ринку України (рис. 5.3) відповідно до її функцій має розглядатися як така, що включає дві функціональні складові. Частина «АСКОЕ», яка відповідає за формування та збереження первинних даних обліку, слід класифікувати як вимірювальну інформаційну систему (ВІС) «АСКОЕ». Основою

для класифікації інформації у межах «АСКОЕ» є принцип розподілу на первинні дані та інформацію, отриману в результаті обробки первинних даних за допомогою технічних і програмних засобів.

Джерелом початкових даних можуть бути лише прилади обліку – «засоби вимірювальної техніки» (ЗВТ), зареєстровані в Державному реєстрі ЗВТ, які дозволені для використання в Україні. Згідно з принципами системної архітектури, всі операції, що стосуються формування вимірювальної інформації, повинні виконуватися в рамках ВІС. Початкові дані обліку, разом з часовими позначками та кодами достовірності, мають зберігатися у вихідному вигляді в ПБД пристроїв обліку, а також бути захищеними від несанкціонованого доступу. Друга складова «АСКОЕ» є «інформаційною системою» (ІС), яка не займається вимірюваннями, але отримує первинні дані від ВІС і обробляє їх, забезпечуючи точність результатів, яка залежить тільки від похибок вихідних даних та округлення.

При аналізі структури розподіленої «АСКОЕ» для енергоринку України доцільно виокремити ВІС на рівні «АСКОЕ» об'єктів обліку. Це є сукупністю «засобів вимірювальної техніки» (ЗВТ), занесених до Держреєстру України або метрологічно атестованих, а також обладнання для збору, обробки та зберігання інформації, засобів зв'язку та синхронізації часу, які об'єднані для забезпечення обліку електроенергії. Такі системи забезпечують завершену процедуру вимірювань і мають нормовані «метрологічні характеристики» (МХ). Важливою відмінністю «АСКОЕ» об'єктів обліку як ВІС є наявність ПБД, що містить первинні облікові дані. Саме на рівні об'єктів обліку визначаються обсяги кожного з продуктів, що продаються або купуються на ринку.

«АСКОЕ» об'єкта обліку будується на основі автоматизованого об'єкта, що включає вимірювальні комплекси та «пристрої обліку» (ПО), поєднані каналами зв'язку. Інформація, отримана від вимірювальних комплексів, обробляється за допомогою програмного забезпечення, яке розраховує дані комерційного обліку, зберігає їх у «первинній базі даних» (ПБД) і надає доступ через цифрові комунікаційні інтерфейси. У деяких випадках частина облікових даних може бути розрахована й збережена на рівні вимірювальних комплексів. Вимірювальний

										Арк.
										103
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата						

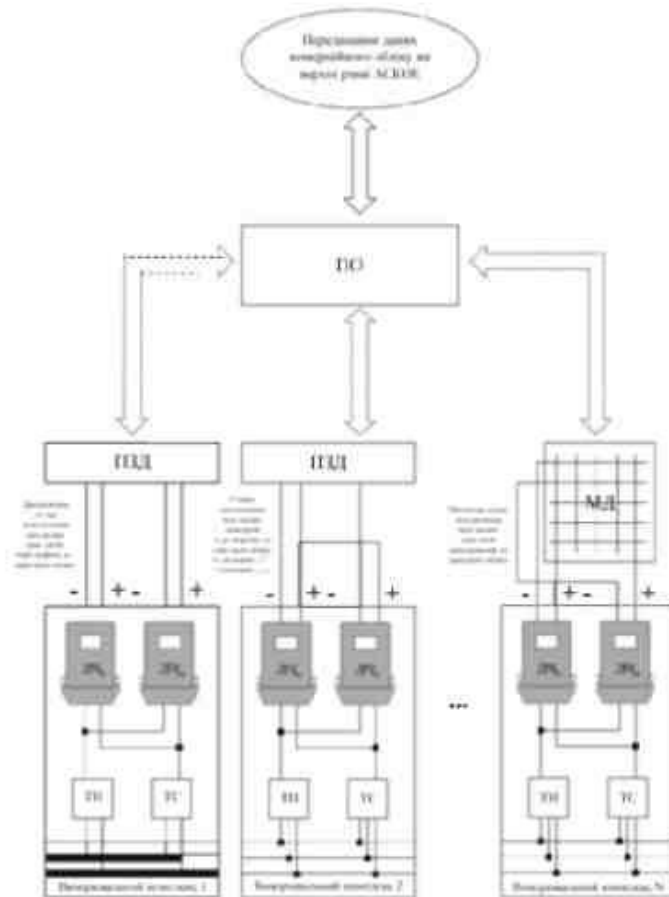


Рис. 5.3. Структура «АСКОЕ», побудованої на основі імпульсних вимірювальних каналів

ПО, на основі кількості отриманих імпульсів і швидкості їх передачі, за допомогою вбудованого програмного забезпечення розраховує дані комерційного обліку, зберігає їх у базі даних (ПБД) і забезпечує доступ через цифрові комунікаційні інтерфейси. Такий підхід використовується в багатьох українських системах обліку електроенергії, зокрема КТС КИУС ЦТ5000, ІТЕК-210, СИНЭТ-1, а також у зарубіжних системах, поширених в Україні, таких як ИИСЭ (Литва) і MEGADATA (Schlumberger, Франція).

Серед переваг такої архітектури «АСКОЕ» – висока швидкість обробки, відображення та передавання облікових даних через інформаційну мережу, можливість інтеграції від індукційних до багатофункціональних електронних лічильників, а також порівняно низька вартість. Але така система «АСКОЕ» на основі імпульсних ВК має певні функціональні обмеження:

1. Імпульси від вимірювальних комплексів надходять до ПО майже миттєво, в режимі реального часу.
2. Дані, що надходять до ПО, представляють собою інформацію, інтегровану за певний проміжок часу.

Важливою перевагою «АСКОЕ» першого типу є можливість сумісної роботи з будь-якими сертифікованими для використання в Україні лічильниками. Електронні лічильники вже містять вбудовані перетворювачі, а індукційні можуть бути обладнані ними під час виробництва, налаштування або ремонту.

«АСКОЕ» першого типу менше залежать від синхронності вимірювань, що є критично важливим для ефективного функціонування розподілених «вимірювальних інформаційних систем» (ВІС). Оскільки обчислення облікових даних виконується в межах власної часової шкали ПО, узгодження з національною шкалою координованого часу (НШКЧ) забезпечує необхідну синхронізацію.

Основним недоліком «АСКОЕ» першого типу в контексті комерційного обліку є передача необроблених імпульсних даних через канали зв'язку, що підвищує ризик втрати інформації при аварії лінії. До того ж, система не дозволяє фіксувати миттєві показники потужності та параметри електромережі, оскільки передає дані у вигляді інтегральних значень. Це обмеження робить «АСКОЕ» першого типу непридатною для контролю параметрів на зразок частоти мережі, рівня напруги, струму, $\cos(\varphi)$ і миттєвої потужності, що звужує її можливості для всебічного моніторингу технічного стану мереж.

										ДП 2025 141	Арк.
											106
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата							

«АСКОЕ» другого типу, що працюють на основі цифрових вимірювальних каналів, потребують використання однотипних багатофункціональних електронних лічильників, які підвищують надійність системи, але водночас збільшують витрати на її реалізацію. Однак такі системи мають свої недоліки. Зокрема, швидкість передачі даних між вимірювальними комплексами та ПЗПД зазвичай є низькою (окрім випадків застосування дорогих радіальних схем), що значно ускладнює обробку показників ППРЕ, особливо агрегованих даних, у більшості «АСКОЕ» другого типу, які діють на території України.

Для забезпечення синхронізації вимірювань в «АСКОЕ» другого типу необхідно налаштувати часові шкали вбудованих годинників ПЗПД і кожного Smart-лічильника відповідно до «національної шкали координованого часу» (НШКЧ). Це завдання є технічно складним, особливо враховуючи різноманітність моделей лічильників, що використовуються в Україні. У зв'язку з цими обмеженнями, «АСКОЕ» другого типу мають обмежену ефективність у застосуванні для контролю параметрів режиму електроспоживання (ППРЕ).

Попри певні недоліки, системи «АСКОЕ» другого типу стали широко використовуваними в Україні завдяки високій надійності, яку забезпечують цифрові вимірювальні канали (ВК). У цих системах облікові дані збираються, обробляються та зберігаються безпосередньо у вбудованій базі даних (ПБД) багатофункціонального електронного лічильника, встановленого у точці вимірювання. Це дозволяє уникнути втрати комерційних даних у разі пошкодження зв'язку з ПЗПД. Тривалість зберігання даних у ПБД лічильника залежить від його моделі і може становити від 45 днів до року. Протягом цього часу дані можуть бути зчитані з ПБД лічильника і передані до «баз даних» (БД) «АСКОЕ» на локальному, регіональному та центральному рівнях (рис. 5.6).

Отже, облікові дані дублюються та зберігаються в розподіленій базі даних «АСКОЕ», що забезпечує можливість перевірки даних у разі суперечок. У таких випадках зацікавлені сторони можуть звернутися безпосередньо до ПБД багатофункціонального лічильника у точці обліку для звірення з даними на різних рівнях системи. Завдяки цьому вихід з ладу одного лічильника не спричиняє втрату

										ДП 2025 141	Арк.
											108
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата							

даних в інших точках обліку. Такі особливості підвищують надійність «АСКОЕ» на основі цифрових ВК, що сприяє їх популярності в Україні.

Однак, у контексті лібералізації ринку електроенергії, побудову «АСКОЕ» необхідно підходити з системних позицій, ретельно визначаючи та нормуючи технічні вимоги до «АСКОЕ» на всіх рівнях. Недопустимі необґрунтовані відхилення від стандартів, які можуть знизити функціональність системи та її ефективність на лібералізованому ринку. Враховуючи особливості «АСКОЕ» першого і другого типів, необхідно обирати структуру АСКОЕ об'єкта обліку, що забезпечить високий рівень надійності обліку електроенергії і дозволить здійснювати контроль ППРЕ на рівні об'єктів обліку з передаванням даних у реальному часі до АСКОЕ вищих рівнів.

5.4. Система «АСКОЕ», що визначає облік електроенергії, контроль параметрів енергоспоживання в режимі реального часу та обмін інформацією з «АСКОЕ» вищих рівнів

На рис. 5.6 представлено загальну структуру «АСКОЕ» обліку об'єктів, яка забезпечує надійний збір даних електроенергії, моніторинг параметрів режиму електроспоживання (ППРЕ) у реальному часі та обмін повідомленнями з «АСКОЕ» верхніх рівнів. Типова структура такої системи вимірювальні комплекси включає «пристрої обліку» (ПО), а також «пристрої збору та передачі даних» (ПЗПД), з'єднані канали зв'язку. Вимірювальні комплекси використовуються як для комерційного обліку в точках взаємодії з іншими учасниками ринку, так і для технологічного обліку в межах внутрішніх мереж суб'єкта. Крім того, «АСКОЕ» об'єкта обліку може включати засоби для візуалізації та документування даних комерційного обліку, зокрема «автоматизовані робочі місця» (АРМ) операторів. Ці засоби сприяють проведенню аналізу та моніторингу даних в режимі реального часу, спрощуючи подальшу обробку та зберігання інформації для управлінських потреб.

Вимірювальні комплекси складаються з таких основних компонентів: трансформатори напруги (ТН) і струму (ТС), основний (ЛЧо) та резервний (ЛЧд)

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

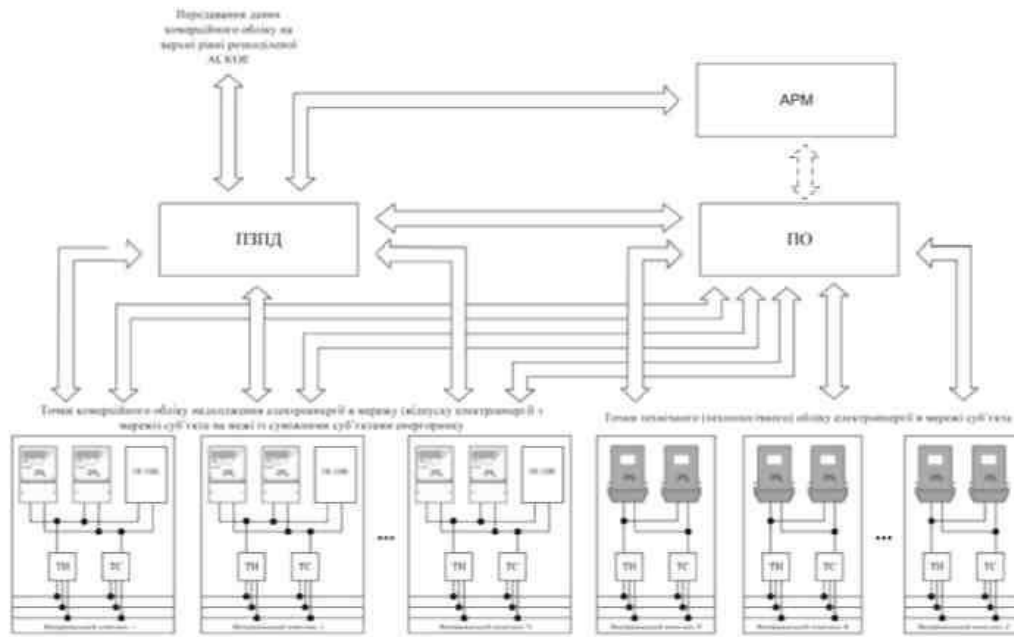


Рис. 5.5. Схема створення «АСКОЕ» на основі цифрових і імпульсних вимірювальних каналів передбачає відлік часу від заданої початкової точки та формування часових інтервалів на основі даних інтегрованого годинника

ПК ПЯЕ використовується для вимірювання та контролю параметрів якості електроенергії у точках обліку, особливо комерційного, із подальшою оцінкою її якості та включенням цих даних у комерційні розрахунки.

ПО виконує такі функції:

- ведення відліку часу від заданого початкового значення та формування часових інтервалів на базі інтегрованого годинника;
- зберігання в ПБД параметрів обліку, постійних і службових даних, завантажених під час параметрування;
- зчитування імпульсів від вимірювальних комплексів та їх збереження в ПБД;
- обчислення і збереження первинних даних обліку за точками на основі прийнятих імпульсів, швидкості їх надходження та часу;
- агрегування первинних даних за алгоритмами, визначення облікових значень збереження для групи та їх у ПБД;

підходом у цьому напрямку є використання УППДВ, який визнаний єдиним протоколом для обміну даними комерційного обліку між «АСКОЕ» учасників ОРЕ та ІОК Головного оператора. Цей протокол забезпечує стандартизацію форматів даних та правил прийому/передачі, є масштабованим і підходить для впровадження на різних рівнях розподіленої «АСКОЕ» ОРЕ України. Щодо каналів передачі даних, з огляду на необхідність моніторингу ППРЕ кваліфікованих кінцевих споживачів – потенційних учасників лібералізованого ринку, а також зважаючи на зниження вартості послуг провайдерів, більшість операторів розподілу в Україні (ПРТ) віддають перевагу використанню стільникового зв'язку. Водночас для потужних споживачів, які значно впливають на графік навантаження, доцільно передбачати резервування каналів зв'язку.

При розробці технічних рекомендацій для впровадження «ЛУЗОД/АСКОЕ» споживачів пріоритет слід надавати базовим засобам обліку електроенергії, зокрема лічильникам, «програмному забезпеченню» (ПО) та «приладам збору та передачі даних» (ПЗПД). Споживачам важливо враховувати такі технічні характеристики лічильників при їх виборі для комерційного обліку електроенергії:

- параметри підключення до електричних мереж визначаються такими характеристиками лічильника, як тип фазності (однофазний чи трифазний), номінальна напруга U_n (сучасні пристрої зазвичай універсальні та дозволяють програмувати номінальну напругу в межах від 57 до 415 В), а також номінальний струм I_n (зазвичай обирається з ряду значень 1, 5, 10...120 А; у нових моделях цей параметр може програмуватися, наприклад, в діапазоні від 1 до 120 А). Також враховуються схема підключення трифазного лічильника (наприклад, трипровідна чи чотирипровідна) та кількість струмових вимірювальних елементів (двохелементний або трьохелементний). У сучасних моделях ці характеристики переважно програмуються;
- робочі умови експлуатації визначають, за яких саме умов може працювати лічильник конкретного типу. Зокрема, це може бути здатність працювати поза приміщенням, стійкість до низьких температур, високої вологості та інших зовнішніх впливів;

										ДП 2025 141	Арк.
											116
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата							

Окрему проблему становить відсутність єдиних стандартів параметрування таких лічильників. У контексті інтеграції цих пристроїв у розподілену «АСКОЕ» ОРЕ України це може стати причиною неправильного трактування первинних даних, що, у свою чергу, впливає на облік електроенергії. Відсутність уніфікації параметрів лічильників не лише ускладнює експлуатацію, але й може призводити до систематичних помилок у розрахунках.

Усе це негативно позначається на точності даних комерційного обліку та знижує загальну ефективність використання «АСКОЕ».

Окремо слід наголосити на важливості синхронізації часу в системах «АСКОЕ». Відповідно до рекомендацій електропередавальних компаній (ПРТ) та вимог ПКЕЕ [13], багатофункціональні електронні лічильники комерційного обліку мають забезпечувати точну синхронізацію з «національною шкалою координованого часу» (НШКЧ). Порушення синхронності вимірювань може призводити до похибок розсинхронізації, що впливає на достовірність обліку. Проте обмежений автоматизований доступ до НШКЧ та недостатній доступ користувачів до технічної документації на лічильники ускладнюють процес синхронізації. З огляду на це, доцільно покласти функцію прив'язки часу лічильників до НШКЧ на електропередавальні компанії (ПРТ), що забезпечить більш надійний і ефективний процес синхронізації.

5.6. Облік електроенергії з диференціацією за часовими інтервалами та контроль часу в системах «АСКОЕ»

Електрична енергія має унікальні властивості, що відрізняють її від інших товарів. Її виробництво можливе лише в момент споживання, що вимагає забезпечення не тільки необхідного обсягу енергії, а й відповідного рівня потужності. Попит на електроенергію і потужність змінюється протягом доби, тижня, місяця, сезону або року, що створює додаткові вимоги до енергосистеми і вимагає адаптації обсягів виробництва під коливання навантаження.

Щоб забезпечити належну надійність електропостачання в таких умовах, енергосистема має гнучко регулювати режим генерації відповідно до реального

					ДП 2025 141	Арк.
						123
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

споживання. Раніше це питання вирішували шляхом збільшення генеруючих потужностей, але такий метод виявився надто витратним. Більш ефективним підходом є управління енергоспоживанням, що включає примусове обмеження потужності під час пікових навантажень і стимулювання споживачів до саморегулювання попиту, наприклад, через запровадження тарифів на електроенергію, диференційованих за часом.

Для споживачів роздрібного ринку, що сплачують за електроенергію за регульованими тарифами, в Україні запроваджено одноставкові тарифи, диференційовані за часовими зонами доби для кращого управління попитом на електричну потужність [13]. Цей підхід передбачає розрахунок вартості електроенергії окремо для кожної зони: шляхом множення тарифної ставки на обсяг спожитої енергії в межах зони за розрахунковий період, помноженої на відповідний зональний коефіцієнт, що його встановлює НКРЕКП. Споживачі, які здатні змінювати графік свого енергоспоживання, можуть знизити витрати, перенісши частину навантаження на нічні години, що сприяє вирівнюванню добового навантаження енергосистеми. Сезонне коригування меж тарифних зон також дозволяє гнучко регулювати попит на електроенергію впродовж року. На «оптовому ринку електроенергії» (ОРЕ) України вартість електроенергії визначається для кожної години доби окремо (рис. 5.7).

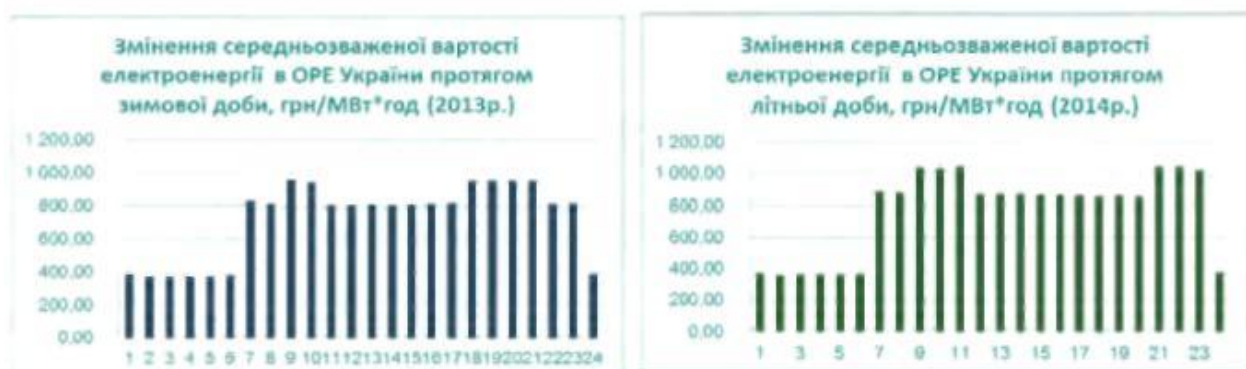


Рис. 5.7. Диференційована вартість електроенергії в ОРЕ України

Для запровадження тарифів, що змінюються залежно від часу доби, необхідно використовувати прилади диференційованого обліку електроенергії, які фіксують

										ДП 2025 141	Арк.
											124
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата							

вимірювання електроенергії. У ринкових умовах електроенергетики це не лише збільшує загальну похибку обліку, а й суттєво спотворює вартість енергії, розраховану за певними інтервалами часу.

Для зменшення похибки розсинхронізації та підвищення точності відліку часу, внутрішній годинник багатofункціональних електронних лічильників має бути синхронізований з еталонним нормативним часом. Це можна здійснити двома способами: через комунікаційний порт засобу обліку за допомогою спеціальних команд або за допомогою зовнішніх синхросигналів, що надходять на спеціалізовані входи лічильника.

Хоча корекція через комунікаційний порт є більш гнучкою, вона має й певні ризики. Наприклад, кожен тип облікового пристрою може використовувати свій власний протокол, а відповідно й індивідуальні команди для коригування часу, що створює ризик помилок. Існують різні способи корекції часу: обнуління секундного регістру; підгонка секунд до найближчого інтервалу (наприклад, 00, 15, 30, 45 секунд); додавання або віднімання секунди; коригування у визначених межах $\pm n$ секунд; а також встановлення нового початкового часу. Остання команда є найбільш ризикованою, адже при неправильному налаштуванні може призвести до значних розбіжностей із еталонним часом, що негативно позначиться на точності обліку електроенергії.

Пояснимо чому.

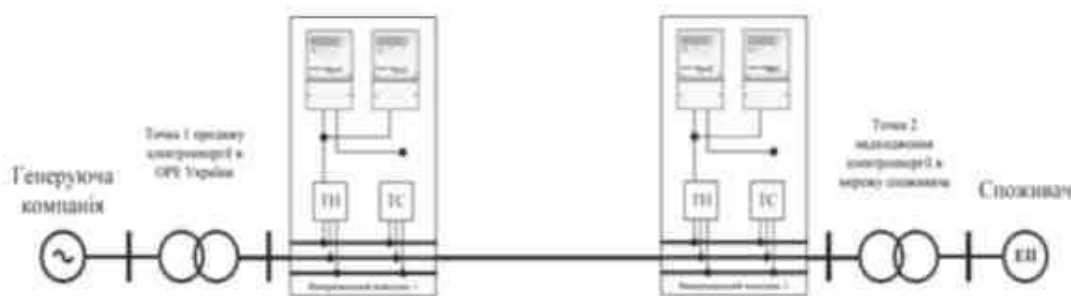


Рис. 5.8. Система обліку електроенергії під час здійснення операцій купівлі-продажу на енергоринку

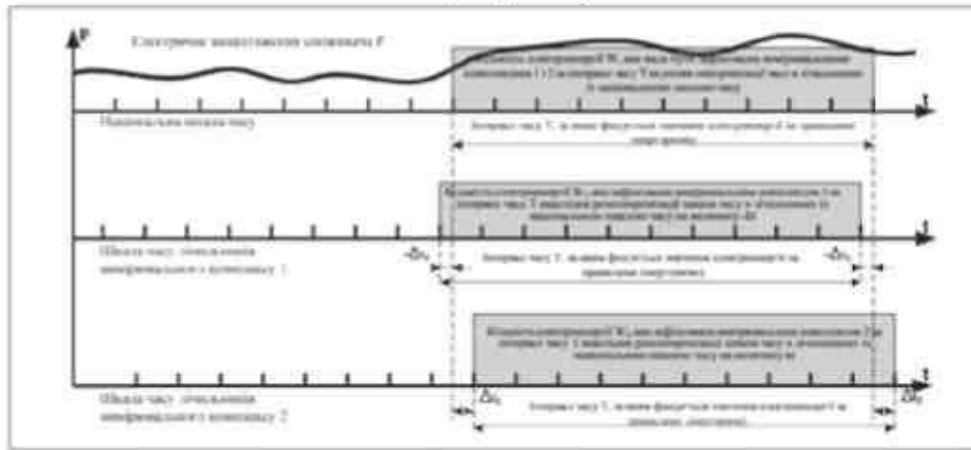


Рис. 5.9. Утворення похибки розсинхронізації при диференційованому обліку електроенергії

Під час роботи засоби диференційованого обліку електроенергії накопичують та зберігають комерційні дані в базах даних (ПБД) на тривалий період, подекуди до року. При коригуванні часу в цих пристроях існує ризик зміни або навіть пошкодження ПБД. У зв'язку з цим більшість засобів обліку електроенергії розглядають зовнішнє коригування часу як втручання в процес вимірювання, що може спричинити збої у функціонуванні. Безпечнішим варіантом є застосування менш радикальних команд коригування, що не змінюють початковий момент часу, а виконують поступову підлаштовку. Цей метод, відомий як «м'яке» коригування, полягає в тому, що після надходження команди пристрій обліку поступово підлаштовує свій хід, прискорюючи або сповільнюючи годинник до встановлення нового часу. Такий процес триває певний період, визначений самим пристроєм, і джерело синхронізації повинне враховувати ці особливості. Хоча «м'яке» коригування є більш надійним, також існує «жорсткий» метод, який передбачає примусове встановлення нового часу. Проте цей підхід може пошкодити ПБД, тому до нього варто звертатися лише за необхідності.

Крім зовнішнього коригування часу, у засобах диференційованого обліку електроенергії також застосовується внутрішнє коригування. Це необхідно для налаштування частотного ходу інтегрованого годинника (ШЧ), що дозволяє покращити його «метрологічні характеристики» (МХ). Це коригування досить

поширене в електронних лічильниках через обмежену точність вбудованих частотно-часових генераторів. Сучасні технології дозволяють забезпечити допустиму добову похибку часу в межах $\pm 0,5\text{с}$, однак точніші частотно-часові генератори в інтегрованих годинниках все ще обмежені в застосуванні через відносно високе енергоспоживання. Усі похибки, пов'язані з недосконалістю інтегрованого годинника, розглядаються як інструментальні похибки засобу обліку електроенергії. Вони підлягають перевірці під час повірки засобу, що дає змогу врахувати їх вплив на точність обліку в умовах експлуатації.

Інша причина, що обумовлює потребу у внутрішньому коригуванні часу інтегрованих годинників, пов'язана з автоматичним переходом приладів обліку електроенергії на літній та зимовий час.

На основі вищевикладеного можна зробити такі висновки:

Для коректного обліку електроенергії з урахуванням різних тарифних періодів необхідно синхронізувати хід часу в засобах обліку з «національною шкалою координованого часу України» (НШКЧ). Це передбачено Законом України «Про метрологію та метрологічну діяльність», який визначає, що комерційний облік електроенергії підлягає державному метрологічному контролю та нагляду. Методики вимірювань, що проводяться в межах цього контролю, мають бути атестовані відповідно до встановлених правил. Комерційні розрахунки за електроенергію, виміряну без прив'язки до НШКЧ або з використанням неатестованих методів вимірювань, не допускаються.

Похибки, що виникають при формуванні часових інтервалів у процесі диференційованого обліку електроенергії, зокрема похибки у визначенні тривалості інтервалу інтегрованим годинником та відхилення шкали часу (ШЧ) засобу від «національної шкали координованого часу» (НШКЧ), можуть бути порівняні з основною похибкою вимірювань електроенергії. Це спричиняє помилки під час визначення вартості електроенергії за диференційованими тарифами.

Щоб забезпечити прив'язку ШЧ засобів диференційованого обліку електроенергії до НШКЧ, зменшити похибки розсинхронізації та мінімізувати їхній вплив на обчислення вартості електроенергії, головний оператор повинен

									Арк.
									128
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата					

ДП 2025 141

створити і впровадити єдину «систему точного часу» (СТЧ). СТЧ має забезпечувати всім учасникам енергоринку України можливість дистанційного автоматичного доступу «АСКОЕ» суб'єктів ОРЕ до НШКЧ.

					ДП 2025 141	Арк.
						129
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. 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.

6. Правила улаштування електроустановок (ПУЕ). Затверджено Наказом Міністерства енергетики та вугільної промисловості України від 21.07.2017 р. № 476.

7. ДБН В .2.5-28:2018 Природне і штучне освітлення. К. – Мінрегіон України, 2018 р.

8. 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.

					<i>ДП 2025 141</i>			
<i>Змн.</i>	<i>Арк.</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Підпис</i>	<i>Дата</i>				
<i>Розроб.</i>		<i>Стасьо В.В.</i>			<i>Література</i>	<i>Літ.</i>	<i>Арк.</i>	<i>Акрушів</i>
<i>Перевір.</i>		<i>Мащенко О.А.</i>					<i>130</i>	
<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>						

