

МІНІСТЕРСТВО ОСВІТИ І НАУКИ УКРАЇНИ

НАЦІОНАЛЬНИЙ УНІВЕРСИТЕТ ХАРЧОВИХ ТЕХНОЛОГІЙ

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

І.С. Гулого

Кафедра Електропостачання та енергоменеджменту

«До захисту в ЕК»

«До захисту допущено»

Директор інституту(декан факультету)

Завідувач кафедри

Сергій БЛАЖЕНКО
(підпис) прізвище та (ініціали)

Сергій БАЛЮТА
(підпис) прізвище та ініціали)

« ___ » _____ 2026 р.

« ___ » _____ 2026р.

КВАЛІФІКАЦІЙНА РОБОТА

НА ЗДОБУТТЯ ОСВІТНЬОГО СТУПЕНЯ БАКАЛАВРА

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

освітньо-професійної програми « Електротехніка та інформаційні технології »
на тему: « Розробка системи електропостачання Тернопільського заводу безалкогольних напоїв та методи і засоби забезпечення кібербезпеки в електроенергетиці».

Виконав: здобувач 5 курсу, групи ЗЕЛ 5-3

Вірченко Сергій Олександрович
(прізвище, ім'я, по батькові повністю)

_____ (підпис)

Керівник ст. викладач Копилова Людмила Олександрівна
(прізвище , ім'я та по батькові повністю)

_____ (підпис)

Консультанти Аліна СІРИК
(прізвище та ініціали)

_____ (підпис)

Рецензент Михайло КРАСЮК
(прізвище та ініціали)

_____ (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

НАЦІОНАЛЬНИЙ УНІВЕРСИТЕТ ХАРЧОВИХ ТЕХНОЛОГІЙ

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

І.С. Гулого

Кафедра Електропостачання та енергоменеджменту

Освітній ступінь бакалавр

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

Освітньо-професійна програма «Електротехніка та інформаційні технології»
(назва)

ЗАТВЕРДЖУЮ

Завідувач кафедри

Сергій БАЛЮТА

“ ” 2025 року

З А В Д А Н Н Я

НА КВАЛІФІКАЦІЙНУ РОБОТУ ЗДОБУВАЧА

Вірченко Сергій Олександрович

(прізвище, ім'я, по батькові)

1. Тема роботи « Розробка системи електропостачання Тернопільського заводу безалкогольних напоїв та методи і засоби забезпечення кібербезпеки в електроенергетиці» .

керівник роботи ст. викладач Копилова Людмила Олександрівна
(прізвище, ім'я, по батькові, науковий ступінь, вчене звання)

затверджені наказом закладу вищої освіти від 03.11.2025 року № 899-кс

2. Строк подання здобувачем роботи 20.01.2026 р.

3. Вихідні дані до роботи Опис підприємства і його розміри. Перелік обладнання і його потужність. Розташування технологічного обладнання в цеху. Освітлення цеху.

4. Зміст пояснювальної записки (перелік питань, які потрібно розробити)

Вибір силових трансформаторів цеху. Вибір кількості і потужності силових пунктів. Розрахунок перерізу кабелів. Вибір автоматичних вимикачів.

Розрахунок струмів КЗ. Розгляд питань охорони праці. Спецпитання.

5. Перелік графічного матеріалу

1. Генеральний план підприємства з картограмою навантажень.
2. Схема електропостачання підприємства.
3. Схема електричної мережі цеху.
4. План освітлення цеху розливу.
5. Релейний захист кабельної лінії 10 кВ.
6. Методи і засоби забезпечення кібербезпеки в електроенергетиці.

6. Консультанти розділів роботи

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

7. Дата видачі завдання 03.11.2025 р.

КАЛЕНДАРНИЙ ПЛАН

Пор. №	Назва етапів проекту	Термін виконання етапів проекту	Примітка
1	Вступ. Загальні відомості		
2	Розрахунок електричних навантажень	15.11.2025 р.	
3	Побудова картограми.	18.11.2025 р	
4	Вибір напруги розподільчої мережі.	24.11.2025 р	
5	Вибір кількості та потужності трансформаторів	02. 12.2025 р	
6	Вибір схем зовнішнього та внутрішнього електропостачання	09.12.2025 р.	
7	Вибір перерізу високовольтних кабельних ліній	12.12.2025 р.	
8	Розрахунок струмів короткого замикання	15.12.2025 р	
9	Вибір електрообладнання	20.12.2025 р	
10	Вибір вимірювальних трансформаторів	22.12.2025 р.	
11	Релейний захист та автоматика елементів системи електропостачання заводу	25.12.2025 р.	
12	Розрахунок цехової силової мережі	30.12.2025 р.	
13	Розрахунок електроосвітлення лінії розливу №2	10.01.2026 р	
14	Охорона праці	15.01.2026 р	
15	Спецпитання. Методи і засоби забезпечення кібербезпеки в електроенергетиці	22.01.2026 р.	
16	Оформлення графічної частини проекту	25.01.2026 р.	
17	Оформлення пояснювальної записки проекту	29.01.2026 р.	

Здобувач

_____ (підпис)

Вірченко С.О.

Керівник роботи

_____ (підпис)

Копилова Л.О.

Анотація
Вірченко Сергій Олександрович

Дипломний проєкт на тему:

«Розробка системи електропостачання Тернопільського заводу безалкогольних напоїв та методи і засоби забезпечення кібербезпеки в електроенергетиці»

Національний Університет Харчових Технологій,

Київ - 2026

Спеціальність 141 «Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка»

Освітня програма « Електротехніка та інформаційні технології».

Додається пояснювальна записка складається із вступу, 15 розділів та списку використаної літератури. Обсяг проєкту становить 108 сторінок.

До записки надається графічна частину, яка складається із шести креслень: генплан підприємства з електричною мережею та картограмою навантаження, однолінійна схема електропостачання підприємства, план силової розподільчої мережі цеху розливу №2, схема силової розподільчої мережі цеху розливу №2, план освітлювальної цеху розливу №2, релейний захист кабельної лінії, методи і засоби забезпечення кібербезпеки в електроенергетиці.

Розрахунки проведені з використанням методик, які представлені у навчальній, довідниковій, нормативній і науково-технічній літературі.

У результаті виконання проєкту представлено загальну характеристику підприємства; отримано результати розрахунку електричних навантажень цеху розливу №2 та підприємства в цілому; вибрано напругу живлення, визначено число й потужність цехових трансформаторних підстанцій; розроблено схему зовнішнього та внутрішнього електропостачання, розраховано параметри та вибрано високовольтне і низьковольтне електрообладнання, провідникові матеріали, виконано розрахунок струмів КЗ і перевірено вибране обладнання на стійкість до дії струмів короткого замикання. В спеціальній частині проєкту розглянуто питання «методи і засоби забезпечення кібербезпеки в електроенергетиці». Розглянуті питання охорона праці та техніки безпеки в електротехнічних установках.

Ключові слова: цех розливу, споживачі електроенергії, електричне навантаження, силовий трансформатор, захисна апаратура, струми короткого замикання, провід, кабель, силовий пункт, компенсація реактивної потужності.

Abstract

Virchenko Serhiy Oleksandrovykh

Diploma project on the topic: "Development of the power supply system of the Ternopil plant of soft drinks and methods and means of ensuring cybersecurity in the power industry" National University of Food Technologies, Kyiv - 2026 Specialty 141 "Electrical power engineering, electrical engineering and electromechanics" Educational program "Electrical engineering and information technologies". The attached explanatory note consists of an introduction, 15 sections and a list of references.

The volume of the project is 108 pages.

The note is accompanied by a graphic part consisting of six drawings: a general plan of the enterprise with an electrical network and a load map, a single-line power supply diagram of the enterprise, a plan of the power distribution network of the bottling shop No. 2, a plan of the power distribution network of the bottling shop No. 2, a plan of the lighting of the bottling shop No. 2, relay protection of the cable line, methods and means of ensuring cybersecurity in the electric power industry. The calculations were carried out using the methods presented in the educational, reference, regulatory and scientific and technical literature. As a result of the project, a general characteristic of the enterprise was presented; the results of the calculation of the electrical loads of the bottling shop No. 2 and the enterprise as a whole were obtained; the supply voltage was selected, the number and capacity of the shop transformer substations were determined; a scheme of external and internal power supply was developed, parameters were calculated and high-voltage and low-voltage electrical equipment, conductive materials were selected, short-circuit currents were calculated and the selected equipment was tested for resistance to short-circuit currents. A special part of the project considered the issue of "methods and means of ensuring cybersecurity in the electric power industry". The issues of labor protection and safety in electrical installations were considered.

Keywords: bottling shop, electricity consumers, electrical load, power transformer, protective equipment, short-circuit currents, wire, cable, power point, reactive power compensation.

Зміст

ВСТУП.....	8
1. ЗАГАЛЬНІ ВІДОМОСТІ.....	9
2. РОЗРАХУНОК ЕЛЕКТРИЧНИХ НАВАНТАЖЕНЬ.....	11
2.1. Вихідні дані розрахунку.....	11
2.2. Визначення розрахункової потужності електроприймачів.....	12
2.3. Визначення розрахункової потужності підгрупи електроприймачів, що працюють із змінним режимом.....	12
2.4. Визначення розрахункової потужності підгрупи електроприймачів, що працюють з постійним режимом.....	14
2.5. Визначення розрахункової потужності всієї групи електроприймачів.....	16
3. ПОБУДОВА КАРТОГРАМИ НАВАНТАЖЕННЯ.....	19
4. ВИБІР НАПРУГИ РОЗПОДІЛЬЧОЇ МЕРЕЖІ.....	22
5. ВИБІР КІЛЬКОСТІ ТА ПОТУЖНОСТІ ТРАНСФОРМАТОРІВ.....	23
5.1. Техніко-економічне обґрунтування.....	23
5.2. Вибір трансформаторів на ТП.....	24
5.3. Розрахунок першого варіанту (ТМЗ 1000/10).....	27
5.4. Розрахунок другого варіанту (ТМЗ 630/10).....	28
6. ВИБІР СХЕМ ЗОВНІШНЬОГО ТА ВНУТРІШНЬОГО ЕЛЕКТРОПОСТАЧАННЯ.....	32
6.1. Електропостачання.....	32
6.2. Схема розподілу електроенергії.....	33
6.3. Компенсація реактивної потужності.....	33
6.4. Облік електроенергії й електричні виміри.....	37
6.5. Силове електроустаткування.....	37
7. ВИБІР ПЕРЕРІЗУ ВИСОКОВОЛЬТНИХ КАБЕЛЬНИХ ЛІНІЙ.....	39
7.1. Вибір КЛ живлення ЦРП.....	39
7.2. Вибір КЛ, що живлять цехові ТП.....	40
8. РОЗРАХУНОК СТРУМІВ КОРОТКОГО ЗАМИКАННЯ.....	43
8.1. Коротке замикання в точці К1 на шинах КРП 10 кВ.....	45

					ДП 2026 141			
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата	Зміст	Літ.	Арк.	Аркушів
Розроб.		Вірченко С.О.					6	
Перевір.		Копилова Л.О.						
Реценз.		Красюк М.І.						
Н. Контр.								
Затверд.		Балюта С.М.			<i>ННІП і м. акад. І.С.Гулого ЗЕЛ-5-3</i>			

8.2. Коротке замикання в точці К2 на шинах ВН ТП (цех розливу №2).....	47
8.3. Коротке замикання в точці К3 на шинах ВН ТП2.....	48
8.4. Коротке замикання в точці К4 на шинах НН ТП (цех розливу №2).....	50
9. ВИБІР ЕЛЕКТРООБЛАДНАННЯ.....	53
10. ВИБІР ВИМІРЮВАЛЬНИХ ТРАНСФОРМАТОРІВ.....	56
11. РЕЛЕЙНИЙ ЗАХИСТ ТА АВТОМАТИКА.....	60
12. РОЗРАХУНОК ЦЕХОВОЇ СИЛОВОЇ МЕРЕЖІ.....	67
13. РОЗРАХУНОК ЕЛЕКТРООСВІТЛЕННЯ ЛІНІЇ РОЗЛИВУ №2.....	70
14. ОХОРОНА ПРАЦІ.....	74
15. СПЕЦПИТАННЯ. МЕТОДИ І ЗАСОБИ ЗАБЕЗПЕЧЕННЯ КІБЕРБЕЗПЕКИ В ЕЛЕКТРОЕНЕРГЕТИЦІ	85
СПИСОК ВИКОРИСТАНОЇ ЛІТЕРАТУРИ.....	108

ВСТУП

В Україні зростає потреба населення в товарах народного споживання, що обумовлює необхідність забезпечення промисловості засобами виробництва, а населення - товарами. Для зменшення собівартості продукції необхідно на основі використання всіх досягнень науково-технічного прогресу забезпечити інтенсифікацію виробництва, а також підвищити якість продукції.

Раціональне використання матеріальних та трудових ресурсів, під час виробництва може бути досягнуто шляхом проведення технічного та технологічного переобладнання виробничого процесу, а також впровадження технологій енергозбереження.

На підприємствах широко впроваджуються автоматизовані системи обліку електроенергії (АСКОЕ) і керування електроспоживанням, джерела відновлювальної енергії, накопичувачі електричної енергії, проводиться купівля електричної енергії на ринку електричної енергії в інтерактивному режимі, що потребує впровадження в електроенергетику промислових інформаційних мереж, інформаційних систем та технологій.

Використання сучасних систем автоматики і інформаційних систем в електроенергетику обумовлює необхідність розробки і використання систем інформаційної безпеки (кібербезпеки), для забезпечення нормальних умов енергетичних об'єктів.

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

1. Загальні відомості

За ступенем надійності електропостачання більшість електроприймачів заводу відносяться до споживачів II категорії.

Основними споживачами електроенергії є електродвигуни з короткозамкнутим ротором, які використовуються в електроприводі технологічного і сантехнічного устаткування, компресорних станцій і насосів для підготовки води. Також в якості споживачів використовуються нагрівальні елементи термовидувної машини й електроосвітлення. Для розрахунку електричних навантажень використаний метод коефіцієнта максимуму.

Розподіл електроенергії передбачається виконати з використанням радіальних ліній від щита 0,4кВ 2КТП-630. В цеху пропонується використати для розподілу електричної енергії шафи типу СПА 77.

При проектуванні прийнято, що усе технологічне устаткування поставляється з пусковою і захисною апаратурою, а в системах сантехвентиляції використані магнітні пускачі і щити керування електроприводом.

В проєкті передбачається відключення сантехвентиляції у випадку виникнення пожежі.

В проєкті запропоновано для компенсації реактивної потужності використати комплектні конденсаторні установки типу УКМ61 потужністю 192квар, що встановлюються в приміщенні КТП і приєднані до кожної секції РУ-0,4кВ.

Усі живлячі і розподільні мережі виконуються кабелями з мідними жилами марки ВВГ. Кабелі прокладаються в металевих коробах, що кріпляться до балок або плит перекриття. Кабелі, що живлять компресорні установки прокладаються відкрито на існуючих конструкціях по зовнішніх стінах корпусу.

Для захисту персоналу від ураження електричним струмом в проєкті

					ДП 2026 141			
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата	1. Загальні відомості	Літ.	Арк.	Аркушів
Розроб.		Вірченко С.О.						
Перевір.		Копилова Л.О.					9	
Реценз.		Красюк М.І.				<i>ННІТІ ім. акад. І.С.Гулого ЗЕЛ-5-3</i>		
Н. Контр.								
Затверд.		Балюта С.М.						

передбачено занулення всіх металевих неструмоведучих частин технологічного й електротехнічного устаткування, транспортуючих конвеєрних ліній і трубопроводів, які в результаті пошкодження ізоляції можуть опинитися під напругою. Для провідників занулення використовуються нульові захисні провідники кабелів електричних мереж. Передбачається також конструкцій і коробок електропроводки, шляхом приєднання з двох кінців до нульових захисних провідників електричної мережі.

					ДП 2026 141	Арк.
						10
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

2. Розрахунок електричних навантажень

2.1. Вихідні дані для розрахунку

Електричні навантаження використовуються як вихідні дані для вирішення технічних та економічних питань при проектуванні системи електропостачання підприємства.

Розрахунок проведемо для електроприймачів лінії розливу №2 відносяться до споживачів III та II категорій.

Споживачами електроенергії є асинхронні електродвигуни технологічного та сантехнічного обладнання, а також лампи розжарювання та люмінесцентні лампи електроосвітлення.

2.1 Вихідні дані для лінії розливу №2

Таблиця 1

№ п/п	Обладнання	n	$\Sigma P_{\text{НОМ}}$, кВт	$\frac{P_{\text{ном}}^{\text{max}}}{P_{\text{ном}}^{\text{min}}}$
1	Вентилятори	22	159,35	15/0,55
2	Компресор	3	272	250/11
3	Видувний агрегат	3	196,43	176/0,43
4	Кондиціонер	2	2,92	1,46/1,46
5	Насос	10	38,2	22/1,5
6	Задвижка з електричним приводом	2	0,72	0,36/0,36
7	Щит КИПиА	3	1,45	0,7/0,25
8	Стрічний конвеєр	10	28	5,5/2,5
9	Повітряна завіса	2	11	5,5

Площа цеха 2298 м², відстань до джерела живлення 3 км. Число годин використання максимуму 5600.

					ДП 2026 141			
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата				
Розроб.		Вірченко С.О.			2. Розрахунок електричних навантажень	Літ.	Арк.	Аркушів
Перевір.		Копилова Л.О.					11	
Реценз.		Красюк М.І.				<i>ННІТІ ім. акад. І.С.Гулого ЗЕЛ-5-3</i>		
Н. Контр.								
Затверд.		Балюта С.М.						

2.2. Визначення розрахункової потужності електроприймачів

У відповідності з режимом роботи ділимо групу електроприймачів на підгрупи:

- а) електроприймачі, що працюють із сталим режимом ;
- б) електроприймачі, що працюють із змінним режимом;

Визначимо розрахункову потужність для кожної підгрупи окремо.

2.3. Визначення розрахункової потужності підгрупи електроприймачів, що працюють із змінним режимом

Із заданих в табл. 1 електроприймачів до цієї групи відносяться всі електроприймачі, крім стрічних конвеєрів. Для прикладу розрахуємо групу видувних агрегатів (табл. 1).

Використовуючи довідникові дані задаємо коефіцієнт використання для видувних агрегатів $k_v = 0,7$ і коефіцієнт потужності для видувних агрегатів $\cos\varphi = 0,75$. Значення k_v та $\cos\varphi$ для інших електроприймачів наведемо в табл. 2.

Середня потужність за максимально завантаженою зміну:

$$P_{cm} = k_v \cdot P_{ном} \text{ кВт},$$

$$P_{cm} = 0,7 \cdot 196,43 = 137,5 \text{ кВт};$$

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

$$Q_{cm} = 137,5 \cdot 0,88 = 121 \text{ квар}.$$

Для інших груп споживачів проводимо аналогічні розрахунки, результати заносимо в табл. 2

Сумарна номінальна потужність для підгрупи електроприймачів, що працюють із змінним режимом:

					ДП 2026 141	Арк.
						12
Змн.	Арк.	№ док.ум.	Підпис	Дата		

$$P_{\Sigma \text{НОМ}} = \sum_{i=1}^8 P_{\text{НОМ}i}^{\sim} \text{ кВт},$$

$$P_{\Sigma \text{НОМ}} = 159,35 + 272 + 196,43 + 2,92 + 38,2 + 0,72 + 1,45 + 11 = 682,07 \text{ кВт}.$$

Визначимо коефіцієнт m :

$$m = \frac{P_{\text{НОМ}}^{\text{макс}}}{P_{\text{НОМ}}^{\text{мін}}},$$

$$m = \frac{250}{0,25} = 1000.$$

Сумарна середня потужність за максимально завантаженою зміну

$$P_{\Sigma \text{СМ}} = \sum_{i=1}^8 P_{\text{СМ}i}^{\sim} \text{ кВт},$$

$$P_{\Sigma \text{СМ}} = 111,5 + 176,8 + 137,5 + 1,898 + 28,65 + 0,29 + 1,02 + 7,7 = 465,4 \text{ кВт};$$

$$Q_{\Sigma \text{СМ}} = \sum_{i=1}^8 Q_{\text{СМ}i}^{\sim} \text{ квар},$$

$$Q_{\Sigma \text{СМ}} = 98,12 + 132,6 + 121 + 1,93 + 21,49 + 0,38 + 0,76 + 6,78 = 383,1 \text{ квар}.$$

Коефіцієнт використання групи електроприймачів:

$$k_B = P_{\Sigma \text{СМ}} / P_{\Sigma \text{НОМ}},$$

$$k_B = 465,4 / 682,07 = 0,68.$$

Коефіцієнт потужності групи електроприймачів:

$$\cos \varphi = \cos(\arctg Q_{\Sigma \text{СМ}} / P_{\Sigma \text{СМ}}),$$

$$\cos \varphi = \cos(\arctg 383,1 / 465,4) = 0,77.$$

Ефективна кількість електроприймачів:

$$n_e = \frac{2 \cdot P_{\Sigma \text{НОМ}}^{\sim}}{P_{\text{НОМ}}^{\text{макс}}},$$

					ДП 2026 141	Арк.
Змн.3	Арк.	№ докум.№	Підпис	Дата		13

$$n_e = \frac{2 \cdot 682,07}{250} = 5,5.$$

Вибираємо коефіцієнт максимуму з [1, табл. 2.1], застосовуючи інтерполяцію:

$$K_M = 1,11$$

Розрахункова потужність підгрупи електроприймачів, що працюють із змінним режимом:

$$P_p = K_M \cdot P_{\Sigma CM} \text{ кВт},$$

$$P_p = 1,11 \cdot 465,4 = 516,6 \text{ кВт}.$$

Оскільки $n_e = 5,5 < 10$, то реактивна складова навантаження визначається так:

$$Q_p = Q_{\Sigma CM} \cdot 1,1 \text{ квар}.$$

$$Q_p = Q_{\Sigma CM} \cdot 1,1 = 383,1 \cdot 1,1 = 421,41 \text{ квар}.$$

Повна розрахункова потужність навантаження:

$$S_{\bar{p}} = \sqrt{P_{\bar{p}}^2 + Q_{\bar{p}}^2},$$

$$S_{\bar{p}} = \sqrt{516,6^2 + 421,41^2} = 666,68 \text{ кВА}.$$

Результати розрахунків заносимо в табл. 2.

2.4. Визначення розрахункової потужності підгрупи електроприймачів, що працюють із постійним режимом

До електроприймачів, що працюють з постійним режимом відноситься освітлення та стрічкові конвеєри.

Для групи споживачів стрічкових конвеєрів:

1) Розрахункова активна потужність:

					ДП 2026 141	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		14

$$P_{p-} = P_{cm-} = 21 \text{ кВт.}$$

2) Розрахункова реактивна потужність:

$$Q_{p-} = Q_{cm-} = 15,75 \text{ квар.}$$

Розрахункова потужність

$$P_p^- = P_{cm}^- = 21 \text{ кВт};$$

$$Q_p^- = Q_{cm}^- = 15,75 \text{ квар.}$$

Розраховуємо номінальну потужність електричного освітлення, з використанням питомого навантаження освітлення та коефіцієнта попиту:

$$P_{ном.осв.} = P_{пит} \cdot F \cdot P_{поп} \text{ кВт},$$

$$P_{ном.осв.} = 15 \cdot 2298 \cdot 10^{-3} \cdot 0,95 = 32,75 \text{ кВт}$$

де $P_{пит} = 15 \text{ Вт/м}^2$ – питомий коефіцієнт освітлення;

$F = 2298 \text{ м}^2$ – площа цеху;

$P_{поп} = 0,95$ - коефіцієнт попиту освітлення.

Середня потужність навантаження за максимально завантаженою зміну:

$$P_{cm}^- = P_{ном.осв.} = 32,75 \text{ кВт};$$

$$Q_{cm}^- = P_{cm}^- \cdot \text{tg}\varphi \text{ квар},$$

$$Q_{cm}^- = 32,75 \cdot 0,33 = 10,81 \text{ квар.}$$

Розрахункова потужність

$$P_p^- = P_{cm}^- = 32,75 \text{ кВт};$$

$$Q_p^- = Q_{cm}^- = 10,81 \text{ квар.}$$

Повна розрахункова потужність всіх споживачів, що працюють з постійним режимом:

$$P_p^- = 21 + 32,75 = 53,75 \text{ кВт}$$

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

$$Q_{p-} = 15,75 + 10,81 = 26,56 \text{ квар};$$

$$S_{p-} = \sqrt{P_{p-}^2 + Q_{p-}^2},$$

$$S_{p-} = \sqrt{53,75^2 + 26,56^2} = 59,95 \text{ кВА}.$$

2.5. Визначення розрахункової потужності всієї групи електроприймачів

Розрахункова потужність всієї групи електроприймачів

$$P_p = P_p^{\sim} + P_{p-} \text{ кВт},$$

$$P_p = 516,6 + 53,75 = 570,35 \text{ кВт};$$

Q

$$Q_p = 421,41 + 26,56 = 447,97 \text{ квар};$$

$$S_p = \sqrt{(P_p)^2 + (Q_p)^2} \text{ кВА},$$

$$S_p = \sqrt{570,35^2 + 447,97^2} = 725,2 \text{ кВА}.$$

Результати всіх розрахунків заносимо в табл. 2.

p

$$+ Q_{p-} \text{ квар},$$

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

Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата	ДП 2026 І41
Арк.	15				

Тип	№	Електроприймач	Кіл. п	Установлена потужність електроприймачів, кВт		m	k _в	$\frac{\cos \varphi}{\text{tg} \varphi}$	Середнє навантаження за макс. завант. зміну		n _e	k _м	Максимальне розрахункове навантаження		
				$\Sigma P_{\text{ном}}$	$\frac{P_{\text{ном}}^{\text{мін}}}{P_{\text{ном}}^{\text{макс}}}$				P _{см} , кВт	Q _{см} , квар			P _p , кВт	Q _p , квар	S _p , кВА
Е/п до 1 кВ	1	Вентилятор	22	159,35	15/0,55		0,7	0,75/0,88	111,5	98,12					
	2	Компресор	3	272	250/11		0,65	0,8/0,75	176,8	132,6					
	3	Видувний агрегат	3	196,43	176/0,43		0,7	0,75/0,88	137,5	121					
	4	Кондиціонер	1	2,92	1,46/1,46		0,65	0,7/1,02	1,898	1,93					
	5	Насос	10	38,2	22/1,5		0,75	0,8/0,75	28,65	21,49					
	6	Засувка з електричним приводом	2	0,72	0,36/0,36		0,4	0,6/1,33	0,29	0,38					
	7	Щит КИПиА	3	1,45	0,7/0,25		0,7	0,8/0,75	1,02	0,76					
	8	Повітряна завіса	2	11	5,5/5,5		0,7	0,75/0,88	7,7	6,78					
	Σ	Сумарне змінне навантаження	37	682,07		1000	0,68	0,77	465,4	383,1	5,5	1,11	516,6	421,41	666,68
	9	Освітлення	-	32,75	-	-	-	0,95/0,33	32,75	10,81	-	-	32,75	10,81	
10	Стрічковий конвеєр	10	28	5,5/2,5		0,75	0,8/0,75	21	15,75			21	15,75		
Σ	Сумарне постійне навантаження		60,75				0,89/0,51	53,75	26,56			53,75	26,56	59,95	
Разом по цеху №2							0,78/0,8	519,15	409,66			570,35	447,97	725,24	

Продовження таблиці №2

№	Найменування приміщення	Установлена потужність електроприймачів, кВт		m	k _в	$\frac{\cos \varphi}{\operatorname{tg} \varphi}$	Середнє навантаження за макс. завант. зміну		п _с	k _м	Максимальне розрахункове навантаження		
		$\Sigma P_{\text{НОМ}}$	$\frac{P_{\text{ном}}^{\text{мін}}}{P_{\text{ном}}^{\text{макс}}}$				P _{см} , кВт	Q _{см} , квар			P _p , кВт	Q _p , квар	S _p , кВА
2	Цех №3	495,26	250/0,45	556	0,65	0,75/0,88	321,92	283,29	3,96	1,46	470	311,62	563,92
3	Головний корпус	1096,47	280/0,16	1750	0,68	0,75/0,88	745,6	656,13	7,83	1,14	850	721,74	1115,08
4	Котельня і мастерська	201,5	176/0,48	367	0,6	0,65/1,17	120,9	141,45	2,3	1,1	133	155,6	204,7
5	Склад	21,57	120/0,2	600	0,65	0,9/0,48	14,02	6,73	0,36	1,07	15	7,04	16,57
6	Склад готової продукції №1	43,86	95/1,5	63	0,7	0,9/0,48	30,7	14,74	0,92	1,14	35	16,21	38,57
7	Склад готової продукції №2	97,09	95/1,5	63	0,7	0,9/0,48	67,96	32,62	2,04	1,03	70	35,88	78,66
8	Цех сортування	97,12	100/0,75	133	0,68	0,7/1,02	66,04	67,36	1,94	1,06	70	74,1	101,94
9	Склад тари	12,62	40/0,5	80	0,65	0,9/0,48	8,2	3,94	0,63	1,22	10	4,33	10,89
10	Блок технічного транспорту і гараж	85,17	60/0,5	120	0,6	0,75/0,88	51,1	44,97	2,84	1,37	70	49,47	85,72
Всього по підприємству						0,76/0,86	1945,59	1660,89			2293,35	1823,96	2930,24

Таблиця 2. Розрахункові потужності електроприймачів окремих цехів і підприємства вцілому.

3. Побудова картограми навантажень та визначення центра електричних навантажень підприємства

Для визначення місця розміщення підстанції на генеральний план підприємства, наноситься картограма навантажень. Картограма навантажень це сукупність кіл, площа кожного з яких у масштабі відповідає розрахунковому навантаженню, а центр кола співпадає з центром електричного навантаження окремого цеху підприємства. На кожному з кіл виділяють сектори, які відповідають освітлювальному та силовому навантаженню цехів.

Для кожного цеха креслиться своє коло. Центр електричних навантажень можна прийняти співпадаючим з центром фігури, що зображає корпус підприємства на плані. Підстанцію слід розмістити, як найближче до центра навантажень. Таке розміщення підстанції дозволяє звести до мінімуму протяжність мереж, втрати енергії та коливання напруги.

Кола на картограмі навантажень відповідають у певному масштабі розрахунковому навантаженню. Площі кіл пропорційні навантаженням, а центри збігаються з центрами навантажень окремих цехів.

Кола поділяються на сектори, площі яких у певному масштабі відповідають певному типу навантажень:

- а) розрахункове навантаження електроприймачів;
- б) розрахункове освітлювальне навантаження.

На генплані підприємства довільно проводяться осі координат і знаходяться координати центра навантажень цехів.

Координати умовного центру електричних навантажень визначаємо, виходячи з виразу:

					ДП 2026 141			
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата	3. Побудова картограми навантажень та визначення центра електричних навантажень підприємства	Літ.	Арк.	Аркушів
Розроб.		Вірченко С.О.					19	
Перевір.		Копилова Л.О.				<i>ННІТІ ім. акад. І.С.Гулого ЗЕЛ-5-3</i>		
Реценз.		Красюк М.І.						
Н. Контр.								
Затверд.		Балюта С.М.						

$$x_0 = \frac{\sum_1^n P_i \cdot x_i}{\sum_1^n P_i}; \quad y_0 = \frac{\sum_1^n P_i \cdot y_i}{\sum_1^n P_i},$$

де x_0, y_0 - координати електричних навантажень підприємства;

x_i, y_i - координати електричних навантажень i -го цеху;

P_i - розрахункове навантаження i -го цеху.

При побудові картограми використовуємо лише активні навантаження.

$$P_i = P_p + P_0,$$

де P_0 - розрахункове навантаження внутрішнього освітлення споруд:

$$P_{\text{осв}} = P_{\text{поп}} \cdot P_{\text{ном}},$$

де $P_{\text{поп}}$ - коефіцієнт попиту освітлювального навантаження;

$P_{\text{ном}}$ - номінальна напруга освітлювального навантаження, яка дорівнює:

$$P_{\text{ном}} = P_{\text{пит}} \cdot F, \text{ кВт},$$

де $P_{\text{пит}}$ - питоме освітлювальне навантаження, кВт/ м²;

F - площа приміщення, м²,

$$F = a \cdot b \cdot c \cdot m^2,$$

де a - довжина будинку, м;

b - ширина будинку, м;

c - кількість поверхів;

m - масштаб за генпланом, $m = 1 : 500$.

Радіус кола i -го цеху можна визначити за формулою:

$$R_i = \sqrt{\frac{P_i}{m' \cdot \pi}},$$

де m' - масштаб площі кола, який вибирається з міркувань наочності картограми, кВт/ мм².

Приймаємо $m' = 0,05$ кВт/ мм².

Розраховуємо кут, що обмежує сектор освітлювального навантаження:

$$\alpha = (P_0/P_i) \cdot 360^\circ.$$

Наприклад, розрахуємо елементи картограми навантажень для цеху №3.

номінальне освітлювальне навантаження $P_{\text{ном}} = P_{\text{пит}} \cdot F \cdot P_{\text{поп}}$,

площа цеху $F = a \cdot b \cdot c \cdot m^2 = 38 \cdot 37 \cdot 1 \cdot 0,25 = 351,5$ м²

навантаження освітлення цеху $P_0 = 0,95 \cdot 0,15 \cdot 351,5 = 50$ кВт

сумарне активне навантаження цеху $P_i = 470 + 50 = 520$ кВт

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

радіус кола

$$R_i = \sqrt{\frac{P_i}{m \cdot \pi}} = \sqrt{\frac{520}{0,05 \cdot 3,14}} = 58 \text{ мм.}$$

Кут сектора освітлення

$$\alpha = (P_o/P_i) \cdot 360^\circ = (50/520) \cdot 360^\circ = 35^\circ$$

Координати центру електричних навантажень:

$$x_0 = \frac{\sum_1^n P_i \cdot x_i}{\sum_1^n P_i} = \frac{520 \cdot 35 + 603,1 \cdot 100 + 962 \cdot 27 + 195 \cdot 119 + 23,5 \cdot 100 + 75,6 \cdot 202 +$$

$$+ \frac{127 \cdot 112 + 80,6 \cdot 240 + 28,4 \cdot 155 + 95,2 \cdot 28}{2710,4} = 68,6 \text{ м}$$

$$y_0 = \frac{\sum_1^n P_i \cdot y_i}{\sum_1^n P_i} = \frac{520 \cdot 35 + 603,1 \cdot 40 + 962 \cdot 62 + 195 \cdot 93 + 23,5 \cdot 140 + 75,6 \cdot 141 +$$

$$+ \frac{127 \cdot 116 + 80,6 \cdot 118 + 28,4 \cdot 31 + 95,2 \cdot 112}{2710,4} = 62,7 \text{ м}$$

Результати розрахунку картограми навантажень для окремих цехів і підприємства в цілому, зведені у таблицю 3.

Таблиця №3.

Найменування приміщень	P_p , кВт	P_o , кВт	P_i , кВт	a_0	r , мм	x , м	y , м
Цех №3	470	50	520	35	58	35	35
Цех №2	570,35	32,75	603,1	20	62	100	40
Головний корпус	850	112	962	42	78	27	62
Котельня і мастерська	133	62	195	114,5	35	119	93
склад	15	8,5	23,5	130	12	100	140
Склад готової продукції №1	35	40,6	75,6	193	22	202	141
Склад готової продукції №2	70	57	127	161,6	28	112	116
Цех сортування	70	10,6	80,6	74,3	23	240	118
Склад тари	10	18,4	28,4	233	13	155	31
Блок технічного транспорту і гараж	70	25,2	95,2	98,4	24	28	112
Усього по підприємству	2293,35	417,05	2710,4	51,8	136	68,6	62,7

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

4. Вибір напруги розподільчої мережі

Вибір напруги живлячої мережі підприємства залежить від потужності, що споживається підприємством, від його віддаленості від джерела живлення.

Значення величини напруги живлення визначає параметри ліній електропередач та вибраного електрообладнання, а також, розміри капіталовкладень і величину втрат електроенергії.

Для визначення раціональної напруги спочатку визначаємо нестандартну напругу, при якій мають місце мінімальні приведені річні витрати електроенергії.

Нестандартна раціональна живляча напруга визначається за формулою Стилла:

$$U = 4,34 \cdot \sqrt{l + 16 \cdot P} = 4,34 \cdot \sqrt{3 + 16 \cdot 1,36} = 21,6 \text{ кВ},$$

де l - довжина лінії від джерела живлення до підприємства, км;

P - потужність одного кола передачі, МВт.

$$P = \frac{P_{p\Sigma}}{n_l} = \frac{2710,4}{2} = 1,36 \text{ МВт},$$

де n_l - кількість живлячих ліній; $n_l = 2$.

Живлення заводу здійснюється від районної підстанції з напругами 110 кВ, 10 кВ та 6 кВ.

В проекті для схеми зовнішнього електропостачання приймається напруга 10 кВ. Ця напруга більш ефективна ніж напруга 6 кВ для тих підприємств, де кількість високовольтних двигунів обмежена, або їх взагалі немає.

Враховуючи, що на підприємстві відсутні високовольтні двигуни, то приймаємо напругу - 10 кВ, витрати провідникового матеріалу менші, звідси також менші капіталовкладення, втрати електроенергії.

					ДП 2026 141			
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата				
Розроб.		Вірченко С.О.			4. Вибір напруги розподільчої мережі	Літ.	Арк.	Аркушів
Перевір.		Копилова Л.О.					22	
Реценз.		Красюк М.І.				<i>ННІТІ ім. акад. І.С.Гулого ЗЕЛ-5-3</i>		
Н. Контр.								
Затверд.		Балюта С.М.						

5. Вибір кількості та потужності трансформаторів.

5.1. Техніко-економічне обґрунтування проекту

При проектуванні підстанцій необхідно правильно та раціонально вибрати потужність та кількість трансформаторів.

Нераціональний вибір викликає додаткові капіталовкладення, підвищує річні витрати, такі як, втрати енергії, так як коефіцієнт корисної дії малих трансформаторів нижче, ніж великих.

В зв'язку з тим, що у відношенні забезпечення безперебійності електропостачання, підприємство відноситься до споживачів III категорії, електропостачання виконується від двох трансформаторних підстанцій, на яких встановлено по два трансформатори.

Потужність трансформаторів вибирають так, щоб при виходу з ладу одного з них, другий з урахуванням додаткових перевантажень, забезпечував живлення всіх споживачів III категорії. Вибір потужності трансформаторів проводиться на основі техніко-економічного розрахунку, виходячи з повного навантаження підприємства.

Оптимальна потужність трансформаторів визначається по приведеним витратам шляхом техніко-економічного порівняння варіантів. При виборі потужності трансформаторів слід виходити з раціонального їх навантаження при нормальному режимі роботи.

Значення коефіцієнта навантаження визначається виходячи з можливості подальшого резервування при виході з роботи одного трансформатора з урахуванням допустимого перевантаження який залишився в роботі.

					ДП 2026 141			
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата				
Розроб.		Вірченко С.О.			5. Вибір кількості та потужності трансформаторів	Літ.	Арк.	Аркушів
Перевір.		Копилова Л.О.					23	
Реценз.		Красюк М.І.				<i>ННІТІ ім. акад. І.С.Гулого ЗЕЛ-5-3</i>		
Н. Контр.								
Затверд.		Балюта С.М.						

Для техніко-економічного порівняння необхідно взяти два трансформатори різної потужності, що задовольняють умові спроможності до перевантаження:

$$1,4S_{ном} > S_p$$

Критеріями вибору являється:

- надійність електропостачання;
- необхідна трансформаторна потужність.
- витрати кольорового металу;

Оптимальний варіант вибираємо на основі порівняння капіталовкладень та річних експлуатаційних витрат, що буде виконано далі.

5.2. Вибір трансформаторів на ТП

Навантаження ТП1:

- головний корпус;
- цех №3.

Потужність по ТП1, з врахуванням повної компенсації реактивної потужності по ТП1 (на стороні 0,4 кВ):

$$S_{pТП1}^{(к)} = \sqrt{P_p^2 + Q_e^2} = \sqrt{1320^2 + 230,9^2} = 1340 \text{ кВ} \cdot \text{А};$$

Тут і далі верхній індекс (к) позначає, що величина подається з урахуванням встановлення на ТП1 підприємства компенсуючих пристроїв.

Бажаний коефіцієнт завантаження трансформаторів КТП:

$$\beta = 0,75;$$

Бажана номінальна потужність трансформаторів КТП:

$$S_{\Sigma ном.т} = \frac{S_{p\Sigma}}{\beta} = \frac{1340}{0,75} = 1786,7 \text{ кВ} \cdot \text{А};$$

Кількість трансформаторів на ТП1:

$$n_T = 2.$$

Бажана номінальна потужність одного трансформатора ТП:

$$S_{т.баж} = \frac{S_{\Sigma ном.т}}{n_T} = \frac{1786,7}{2} = 893,36 \text{ кВ} \cdot \text{А};$$

					ДП 2026 141	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		24

Обираємо трансформатор з номінальною потужністю найближчою більшою до бажаного значення виходячи з стандартного ряду номінальних потужностей:

$$S_{\text{ном.т}} = 1000 \text{ кВ} \cdot \text{А} \approx S_{\text{т.баж}} = 893,36 \text{ кВ} \cdot \text{А};$$

Отже маємо на ТП1 КТП – 2*1000, коефіцієнт завантаження трансформаторів КТП :

$$\beta_{\text{т}} = \frac{S_{\text{рТП1}}^{(\kappa)}}{S_{\Sigma\text{ном.т}}} = \frac{1340}{2000} = 0,67,$$

де $S_{\Sigma\text{ном.т}} = S_{\text{ном.т}} \cdot n_{\text{т}} = 1000 \cdot 2 = 2000 \text{ кВ} \cdot \text{А}$.

Навантаження ТП2 включає в себе, все навантаження, що залишилось.

Потужність по ТП2, з врахуванням повної компенсації реактивної потужності по ТП2 (на стороні 0,4 кВ):

$$S_{\text{рТП2}}^{(\kappa)} = \sqrt{P_p^2 + Q_c^2} = \sqrt{973,35^2 + 174,59^2} = 988,88 \text{ кВ} \cdot \text{А};$$

Бажаний коефіцієнт завантаження трансформаторів КТП:

$$\beta = 0,8;$$

Бажана номінальна потужність трансформаторів КТП:

$$S_{\Sigma\text{ном.т}} = \frac{S_{\text{р}\Sigma}}{\beta} = \frac{988,88}{0,8} = 1236,1 \text{ кВ} \cdot \text{А};$$

Кількість трансформаторів на ТП1:

$$n_{\text{т}} = 2.$$

Бажана номінальна потужність одного трансформатора ТП:

$$S_{\text{т.баж}} = \frac{S_{\text{р}\Sigma}^{\text{ТП1}}}{n_{\text{т}}} = \frac{1236,1}{2} = 618,05 \text{ кВ} \cdot \text{А};$$

Обираємо трансформатор з номінальною потужністю найближчою більшою до бажаного значення, виходячи з стандартного ряду номінальних потужностей:

$$S_{\text{ном.т}} = 630 \text{ кВ} \cdot \text{А} \approx S_{\text{т.баж}} = 618,05 \text{ кВ} \cdot \text{А};$$

Отже маємо на ТП2 КТП – 2*630, коефіцієнт завантаження трансформаторів КТП :

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

$$\beta_T = \frac{S_{pТП1}^{(\kappa)}}{S_{\Sigma_{НОМ.Т}}} = \frac{988,88}{1260} = 0,79,$$

де $S_{\Sigma_{НОМ.Т}} = S_{НОМ.Т} \cdot n_T = 630 \cdot 2 = 1260$ кВ·А.

Результати розрахунків зводимо в таблицю 4.

Таблиця №4

№	ТП	$P_p^{ТП}$	$Q_e^{ТП}$	$S_{pТП}^{(\kappa)}$	КТП			β_T
					$S_{НОМ.Т}$	n_T	$S_{НОМ}^{ТП}$	
	Найменування	кВт	квар	кВ·А	кВ·А	шт	кВ·А	
1	ТП1	1320	230,9	1340	1000	2	$1000 \cdot 2 = 2000$	0,67
2	ТП2	973,35	174,59	988,88	630	2	$630 \cdot 2 = 1260$	0,79

Вибір трансформаторів на ТП цеху, за умови проведення компенсації реактивної потужності.

Виконаємо техніко-економічний розрахунок вибору оптимальної потужності трансформаторів на ТП2 цеху розливу безалкогольних напоїв №2.

Розглянемо два можливих варіанти:

1. 2*ТМЗ 1000/10

2. 2*ТМЗ 630/10

Паспортні дані трансформаторів наведені в таблиці №5.

					ДП 2026 141	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		26

Тип тр-ра	ΔP_{xx}	$\Delta P_{кз}$	$U_{кз}$	I_{xx}	Ціна грн.	ВН	НН
ТМЗ 1000/10	2,45	12,2	5,5	1,4	19450	10	0,4
ТМЗ 630/10	1,31	7,6	5,6	2	13800	10	0,4

5.3. Розрахунок першого варіанту ТМЗ 1000/10

Визначаємо втрати електричної енергії:

$$\Delta Q_{x.x.} = S_{н.т.} \cdot \left(\frac{I_{x.x.} \%}{100} \right) = 1000 \cdot \left(\frac{1,4}{100} \right) = 14 \text{ квар};$$

$$\Delta Q_{к.з.} = S_{н.т.} \cdot \left(\frac{U_{к.з.} \%}{100} \right) = 1000 \cdot \left(\frac{5,5}{100} \right) = 55 \text{ квар};$$

$$\Delta P'_{x.x.} = \Delta P_{x.x.} + Ke \cdot Q_{x.x.} = 2,45 + 0,05 \cdot 14 = 3,15 \text{ кВт};$$

$$\Delta P'_{к.з.} = \Delta P_{к.з.} + Ke \cdot Q_{к.з.} = 12,2 + 0,05 \cdot 55 = 14,95 \text{ кВт},$$

де $Ke = 0,05$ кВт/квар - коефіцієнт, заданий енергосистемою для заводу у відповідності з розташуванням на місцевості.

Для одного працюючого трансформатора приведені втрати потужності будуть визначатися за виразом:

$$\Delta P'_{1000} = \Delta P'_{x.x.} + Kз^2 \cdot \Delta P'_{к.з.} = 3,15 + Kз^2 \cdot 14,95$$

Для двох паралельно працюючих трансформаторів :

$$\Delta P'_{2 \times 1000} = 2 \cdot \Delta P'_{x.x.} + 2 \cdot Kз^2 \cdot \Delta P'_{к.з.} = 6,3 + Kз^2 \cdot 29,9$$

Знаходимо навантаження, при якому необхідно переходити на паралельну роботу трансформаторів:

$$S'_{1000} = S_{н.т.} \cdot \sqrt{n \cdot (n-1) \cdot \frac{\Delta P'_{x.x.}}{\Delta P'_{к.з.}}} = 1000 \cdot \sqrt{2 \cdot (2-1) \cdot \frac{3,15}{14,95}} = 650 \text{ кВ} \cdot \text{А},$$

де n - кількість трансформаторів.

Коефіцієнт завантаження трансформатора, що відповідає потужності S'_{1000} :

$$Kз = \frac{S'_{1000}}{2 \cdot S_{н.т.}} = \frac{650}{2 \cdot 1000} = 0,325$$

					ДП 2026 141	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		27

5.4. Розрахунок другого варіанту - ТМЗ 630/10

Розрахунок проводимо аналогічно попередньому.

Визначаємо втрати електричної енергії:

$$\Delta Q_{x.x} = S_{н.т} \cdot \left(\frac{I_{x.x} \%}{100} \right) = 630 \cdot \left(\frac{2}{100} \right) = 12,6 \text{ кВар};$$

$$\Delta Q_{к.з} = S_{н.т} \cdot \left(\frac{U_{к} \%}{100} \right) = 630 \cdot \left(\frac{5,6}{100} \right) = 35,28 \text{ кВар};$$

$$\Delta P'_{x.x} = \Delta P_{x.x} + Ke \cdot Q_{x.x} = 1,31 + 0,05 \cdot 12,6 = 1,94 \text{ кВт};$$

$$\Delta P'_{к.з} = \Delta P_{к.з} + Ke \cdot Q_{к.з} = 7,6 + 0,05 \cdot 35,28 = 9,364 \text{ кВт},$$

де $Ke = 0,05$ кВт/квар - коефіцієнт, заданий енергосистемою для заводу у відповідності з розташуванням на місцевості.

Для одного працюючого трансформатора приведені втрати потужності будуть визначатися за виразом:

$$\Delta P'_{630} = \Delta P_{x.x} + Kз^2 \cdot \Delta P_{к.з} = 1,94 + Kз^2 \cdot 9,364$$

Для двох паралельно працюючих трансформаторів :

$$\Delta P'_{2 \times 630} = 2 \cdot \Delta P_{x.x} + 2 \cdot Kз^2 \cdot \Delta P_{к.з} = 3,88 + Kз^2 \cdot 18,73.$$

Знаходимо навантаження, при якому необхідно переходити на паралельну роботу трансформаторів:

$$S'_{630} = S_{i.б} \cdot \sqrt{n \cdot (n-1) \cdot \frac{\Delta P'_{x.x}}{\Delta P'_{ê.ç}}} = 630 \cdot \sqrt{2 \cdot (2-1) \cdot \frac{1,94}{9,364}} = 405,53 \text{ êÁ} \cdot \text{Á},$$

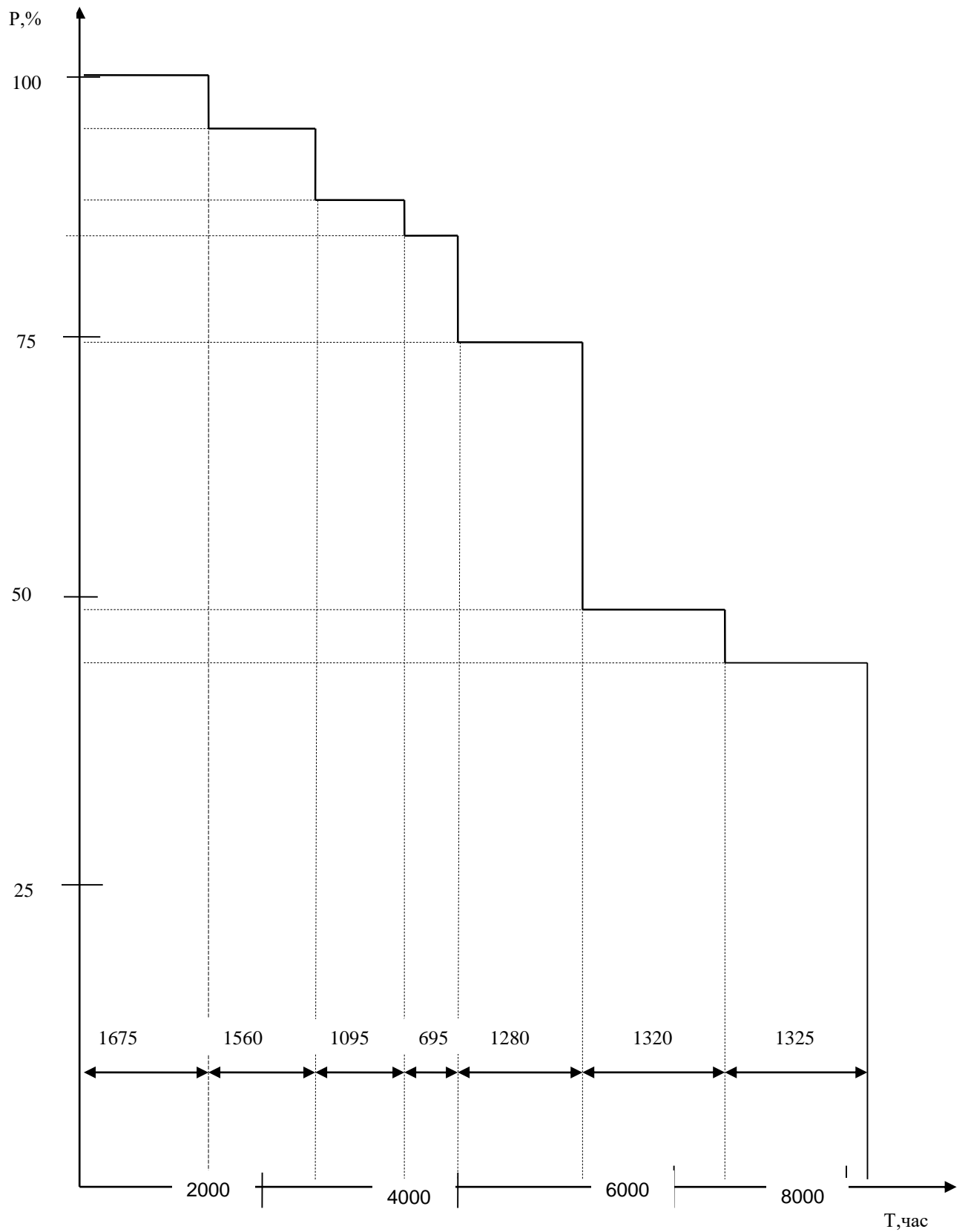
де n - кількість трансформаторів.

Коефіцієнт завантаження трансформатора, що відповідає потужності S'_{630} :

$$Kз = \frac{S'_{630}}{2 \cdot S_{н.т}} = \frac{405}{2 \cdot 630} = 0,32$$

За допомогою річного графіка (зображеного на рис.1) по тривалості навантаження визначимо річні втрати потужності та електроенергії для кожного ступеню, результати зводимо в таблицю №6.

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



Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата

ДП 2026 141

Арк.

29

Рис. 1. Річний графік тривалості навантаження

Таблиця №6.

№ ступені	Тривалість ступеню Т год.	Sp	Втрати потужності в тр-рі Р, кВт	Кз	Втрати енергії, $\Delta W = P \cdot T$ кВт·г / рік
1000 кВ·А					
1	1325	402,4	5,54	0,4	7340,5
2	1320	469,4	6,45	0,47	8154
3	1280	708,9	10,18	0,36	13030,4
4	695	756,8	10,62	0,38	7380,9
5	1095	823,9	11,33	0,41	12406,4
6	1560	862,2	11,83	0,43	18454,8
7	1675	958	13,19	0,48	22093,25
					88860,25
630 кВ·А					
1	1325	402,4	5,7	0,63	7552,5
2	1320	469,4	6,44	0,37	8500,8
3	1280	708,9	9,8	0,56	12544
4	695	756,8	10,62	0,6	7380,9
5	1095	823,9	11,8	0,65	12921
6	1560	862,2	12,5	0,68	19500
7	1675	958	14,7	0,76	24622,5
					93021,7

Визначаємо найбільш ефективний варіант встановлення трансформаторів.

Капітальні витрати по варіантам складають:

$$K_1 = K_{2 \times 1000} = 250\,000 \text{ грн.};$$

					ДП 2026 141	Арк. 30
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

$$K_2 = K_{2 \times 630} = 135000 \text{ грн.}$$

Амортизаційні відрахування:

$$Ca_1 = Ka_{1T} \cdot K_1 = 0,1 \cdot 250000 = 25000 \text{ грн.};$$

$$Ca_2 = Ka_{1T} \cdot K_2 = 0,1 \cdot 135000 = 13500 \text{ грн.};$$

де Ka_{1T} - коефіцієнт амортизаційних відрахувань на трансформатори ($Ka_{1T} = 0,1$).

Вартість річних втрат електроенергії при $C_{оп} = 9,5$ грн/кВт·год – ціна електроенергії складає:

$$C_{п1} = 9,5 \cdot \Sigma \Delta W_1 = 9,5 \cdot 88860,25 = 844172,38 \text{ грн.};$$

$$C_{п2} = 9,5 \cdot \Sigma \Delta W_2 = 9,5 \cdot 93021,7 = 883706,15 \text{ грн.}$$

Сумарні експлуатаційні витрати:

$$C = Ca_1 + C_{п1} = 25000 + 844172,38 = 869172,38 \text{ грн.};$$

$$C = Ca_2 + C_{п2} = 13500 + 883706,15 = 897206,15 \text{ грн.}$$

Приведені витрати:

$$Z = E_n \cdot K + C.$$

$$Z_1 = 0,1 \cdot 250\,000 + 869172,38 = 894172,38 \text{ грн}$$

$$Z_2 = 0,1 \cdot 135000 + 897206,15 = 910706,15 \text{ грн}$$

В другому варіанті приведені затрати вищі, ніж в першому, тому вибираємо трансформатор ТМЗ 1000/10.

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

6. Вибір схем зовнішнього та внутрішнього електропостачання

6.1 Електропостачання

За ступенем безперебійності і надійності електропостачання більшість електроприймачів підприємства відносяться до споживачів III категорії. До II категорії відносяться деякі електроспоживачі (котельня тощо). Основні споживачі електроенергії підприємства це АД електроприводів технологічного і сантехнічного устаткування, насосів подачі води, компресорної станції і світильники.

Напруга живильної мережі прийнято за напругою джерела живлення районної підстанції і складає 10 кВ. Розподіл електроенергії споживачам в цехах і по території заводу передбачається на напрузі 0,4 кВ. Низьковольтні силові і освітлювальні навантаження живляться від цехових трансформаторів: на напрузі 0,38 кВ для силових споживачів, на 220 В для ламп електроосвітлення.

З метою максимального наближення джерела живлення, а також індустріалізації монтажу електричного обладнання проектом передбачено встановлення 2-х комплектні трансформаторні підстанції: типу КТП-2*1000-10/0,4 кВ.

Підключення трансформаторної підстанції передбачається від РУ-10 кВ, районної підстанції. Керування і релейний захист передбачено встановити в комірках РУ-10кВ.

Для підключення прийняті кабелі марки АПвЕВ. Кабелі прокладаються в траншеї на глибині 0,7 м.

					ДП 2026 141			
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата				
Розроб.		Вірченко С.О.			6. Вибір схем зовнішнього та внутрішнього електропостачання	Літ.	Арк.	Аркушів
Перевір.		Копилова Л.О.					32	
Реценз.		Красюк М.І.				<i>ННІТІ ім. акад. І.С.Гулого ЗЕЛ-5-3</i>		
Н. Контр.								
Затверд.		Балюта С.М.						

6.2. Схема розподілу електроенергії

Схема розподілу електроенергії запроєктована виходячи з мінімуму втрат потужності, максимуму надійності і забезпечення можливості розвитку підприємства без значних фінансових витрат.

Всі елементи системи електропостачання постійно знаходяться під навантаженням. При виході з ладу одного з елементів системи його навантаження перерозподіляється між іншими елементами, які залишилися в роботі, з врахуванням їх допустимих перевантажень. Потужність силових трансформаторів КТП обрана з врахуванням можливості пуску електродвигуна компресорної станції потужністю 250 кВт.

6.3. Компенсація реактивної енергії

Відповідно до технічних умов підприємства у проекті передбачена повна компенсація реактивної потужності. На підприємстві за розрахунками середньозважений коефіцієнт потужності дорівнює 0,76.

Підвищення коефіцієнта потужності досягається шляхом встановлення комплектних конденсаторних батарей.

Передбачається установка конденсаторів на напрузі 0,4 кВ в приміщенні КТП і підключення їх до різних секцій РУ-0,4 кВ.

При встановленні джерел реактивної потужності відбувається зниження втрат електричної енергії в період максимуму навантаження в середньому на 0,08кВт/кВАр.

Враховуючи, що силове електричне обладнання та освітлювальне навантаження розташовані на стороні низької напруги з напругою 0,4 кВ і електрично віддалене від цехової ТП, передача реактивної потужності в цехову мережу потребує збільшення перерізу проводів та кабелів, а також супроводжується втратами активної та реактивної потужності в лініях живлення.

					ДП 2026 141	Арк.
						33
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

$$Q_e = 0,2 \cdot (Q_p + \Delta Q) = 0,2 \cdot (1033,36 + 121,1) = 230,9 \text{ квар.}$$

Потрібна потужність компенсуючих пристроїв:

$$Q_{ку}^{(к)} = Q_p + \Delta Q - Q_e = 1033,36 + 121,1 - 230,9 = 923,56 \text{ квар.}$$

Так як потужність конденсаторних установок $Q_{ку}^{(к)} < 1000$ квар, то високовольтні компенсуючі пристрої не встановлюємо.

Аналогічно розраховуємо втрати реактивної потужності по ТП2:

$$\begin{aligned} \Delta Q_{ТП2} &= n_T \cdot \left[S_{ном.т} \cdot \left(\frac{U_{кз} \%}{100} \right) \cdot \beta_T^2 + S_{ном.т} \cdot \left(\frac{I_{xx} \%}{100} \right) \right] = \\ &= 2 \cdot \left[1000 \cdot \left(\frac{5,5}{100} \right) \cdot 0,6^2 + 1000 \cdot \left(\frac{1,4}{100} \right) \right] = 67,6 \text{ кВАр,} \end{aligned}$$

де n_T - кількість трансформаторів на ТП2;

$S_{ном.т}$ - номінальна потужність трансформатора, кВ·А;

$U_{кз}$ - напруга короткого замикання трансформатора, %;

β_T - коефіцієнт завантаження трансформаторів ТП2;

I_{xx} - струм холостого ходу трансформатора, %;

Сумарні втрати реактивної потужності по ТП2 підприємства:

$$\Delta Q = \Delta Q_{ТП2} = 67,6 \text{ кВАр.}$$

Аналогічно вхідна реактивна потужність на шинах РП 10 кВ підприємства Q_e задається енергосистемою виходячи із величини найменшої реактивної потужності, яка може бути передана у мережу заводу в режимі мінімальних навантажень енергосистеми:

$$Q_e = 0,2 \cdot (Q_p + \Delta Q) = 0,2 \cdot (790,6 + 67,6) = 171,64 \text{ кВАр.}$$

Потрібна потужність компенсуючих пристроїв:

$$Q_{ку}^{(к)} = Q_p + \Delta Q - Q_e = 790,6 + 67,6 - 171,64 = 686,56 \text{ кВАр.}$$

Так як потужність конденсаторних установок $Q_{ку}^{(к)} < 1000$ квар, то високовольтні компенсуючі пристрої не встановлюємо.

Результати вибору компенсуючих установок [КУ] на ТП заводу представлені в таблиці 7:

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

Таблиця №7.

ТП		Q_p	ΔQ	$Q_p + \Delta Q$	Q_e	$Q_{ку}^k$	$Q_{ку}^{\phi}$	Тип КУ	$Q_p^{(\kappa)}$	$Q_p^{(\kappa)} + \Delta Q$	P_p	$S_p^{(\kappa)}$	$\frac{\cos \varphi}{\cos \varphi^{(\kappa)}}$
№	Назва												
1	ТП1	1033,36	121,1	1154,46	230,9	923,56	3·337,5=1012,5	3xУКМ-0,4-337,5-37,5У3	20,86	141,96	1320	1327,6	$\frac{0,753}{0,994}$
2	ТП2	790,6	67,6	858,2	171,64	686,56	4·192=768	4xУКМ61-0,38-192-48У3	22,6	104,95	973,35	1307,46	$\frac{0,745}{0,994}$
Σ	Разом по заводу	1823,96	188,7	1982,66	402,54	1610,12	2154		43,46	246,91	2293,35	2635,06	$\frac{0,749}{0,994}$

тут:

$$\cos \varphi = \sqrt{1 - (\sin \varphi)^2} = \sqrt{1 - \frac{(Q_p + \Delta Q)^2}{S_p^2}};$$

$$S_p = \sqrt{(P_p)^2 + (Q_p + \Delta Q)^2};$$

аналогічно

$$\cos \varphi^{(\hat{e})} = \sqrt{1 - (\sin \varphi^{(\hat{e})})^2} = \sqrt{1 - \frac{(Q_p^{(\hat{e})} + \Delta Q)^2}{S_p^{(\hat{e})^2}}};$$

$$S_p^{(\hat{e})} = \sqrt{(P_p)^2 + (Q_p^{(\hat{e})} + \Delta Q)^2}.$$

чи

$$\cos \varphi = \frac{D_{\delta}}{S_p} = \frac{P_p}{\sqrt{(P_p)^2 + (Q_p + \Delta Q)^2}};$$

аналогічно

$$\cos \varphi^{(\hat{e})} = \frac{P_p}{S_p^{(\hat{e})}} = \frac{P_p}{\sqrt{(P_p)^2 + (Q_p^{(\hat{e})} + \Delta Q)^2}},$$

де індекс (k) позначає величини, подані з урахуванням проведення компенсації реактивної потужності по ТП заводу.

Згідно табл. №7 сумарна потужність КУ, пропонувані до встановлення на ТП заводу, $Q_{ку}^{\phi} = 2154$ кВАр перебільшує потрібну потужність $Q_{ку} = 1610,12$ кВАр, однак враховуючи, КУ обладнані регуляторами потужності, будуть виконані вимоги енергосистеми по підтриманню заданого рівня компенсації реактивної потужності.

6.4. Облік електроенергії й електричні виміри

Для розрахункового обліку активної і реактивної електроенергії передбачається встановити на стороні 0,4 кВ КТП-2*1000 та КТП – 2*1000 багатотарифні лічильники LZQM.

Для вимірювання рівня напруги на кожній секції РУ-10кВ ТП 1 та ТП 2 і на шинах 0,4 кВ встановлюються вольтметри.

На фідерах живлення РП на напрузі 10 кВ і фідерах, що відходять від КТП на напрузі 0,4 кВ КТП встановлюємо амперметри.

Для спостереження за температурою масла в трансформаторах, встановлених на КТП, використовуються термометричні сигналізатори.

6.5. Силове електроустаткування

У проекті прийнята електрична мережа з глухо-заземленою нейтраллю.

Розподіл електроенергії у цеху на напрузі 0,4 кВ пропонується виконати по радіальних лініях від щита 0,4кВ КТП. Для приєднання силових споживачів використані розподільні шафи типу ПР11.

Усе технологічне устаткування поставляється комплектно з пусковою і захисною апаратурою, а системи сантехвентиляції обладнані магнітними пускачами типу ПМЛ і шафами керування електродвигуном Я5000.

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

Проектом передбачається відключення сантехвентиляції на випадок виникнення пожежі. Для компенсації реактивної потужності використовуються комплектні конденсаторні установки на стороні НН типу УКМ-0,4-337,5-37,5УЗ потужністю 337,5 квар та УКМ61-0,38-192-48УЗ потужністю 192 квар, що встановлюються в приміщеннях КТП на кожен секцію РУ-0,4 кВ.

Всі живлячі і розподільчі лінії виконуються кабелями з мідними жилами марки ВВГ. Кабелі прокладаються в металевих коробах, що кріпляться до балок або плит перекриття.

Для захисту від ураження електричним струмом проектом передбачається занулення всіх металевих неструмоведучих частин технологічного й електротехнічного устаткування, передаточних конвеєрних ліній і трубопроводів, що можуть виявитися під напругою в результаті ушкодження ізоляції. В якості занулюючих провідників використовуються нульові захисні провідники мережі. Зануленню підлягають конструкції і короби електропроводки, шляхом приєднання двох кінців до нульових захисних провідників мережі.

					ДП 2026 141	Арк.
						38
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

7. Вибір високовольтних кабельних ліній

7.1. Вибір КЛ живлення ЦРП

Розраховуємо струми нормального, максимального та аварійного режимів КЛ:

$$I_{НОРМ} = \frac{S_p^{(\kappa)}}{\sqrt{3} \cdot n_{КЛ} \cdot U_{НОМ}^{cp}} \text{ А,}$$

$$I_{НОРМ} = \frac{2635,06}{\sqrt{3} \cdot 2 \cdot 10} = 76 \text{ А;}$$

$$I_{МАХ} = I_{ав} = \frac{S_p^{(\kappa)}}{\sqrt{3} \cdot n_{КЛ} \cdot U_{НОМ}^{cp}},$$

$$I_{МАХ} = I_{ав} = \frac{2635,06}{\sqrt{3} \cdot 1 \cdot 10} = 152,1 \text{ А.}$$

За [3] визначаємо економічну густину струму при $T_{МАХ} = 5600$ год. для кабельної лінії з алюмінієвими жилами $j_{ЕК}^{КЛ} = 1,2 \text{ А/мм}^2$.

Розраховуємо економічно вигідний переріз кабелю:

$$S_{ЕК} = \frac{I_{НОРМ}}{j_{ЕК}^{КЛ}} \text{ мм}^2,$$

$$S_{ек} = \frac{76}{1,2} = 63,3 \text{ мм}^2$$

Згідно [3] вибираємо для прокладки кабель типу АПВБВ-10-70 з площею перерізу 70 мм^2 , прокладений в землі.

Перевіряємо кабель за умовами економічності:

$$S_{ст} = 70 \text{ мм}^2 > S_{ек} = 63,3 \text{ мм}^2.$$

Перевіряємо кабель за умовою нагріву:

$$I_{доп} \cdot n_{кб} \cdot k_{пер} \cdot k_{п} \geq I_{ав},$$

$$199 \cdot 1 \cdot 1,15 \cdot 1 = 228,85 \text{ А} > 152,1 \text{ А;}$$

					ДП 2026 141			
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата	7. Вибір високовольтних кабельних ліній	Літ.	Арк.	Аркушів
Розроб.		Вірченко С.О.					39	
Перевір.		Копилова Л.О.						
Реценз.		Красюк М.І.						
Н. Контр.								
Затверд.		Балюта С.М.						
						<i>ННПІ ім. акад. І.С.Гулого ЗЕЛ-5-3</i>		

де $k_{пер} = 1,15$; $k_{п} = 1$ – коефіцієнт прокладки (табл. 7.17) [3] ; $n_{кб} = 1$ – кількість кабелів в лінії.

Отже, за умовами нагріву кабельна лінія проходить

Погонні параметри лінії (табл. 7.28) [3] :

$$r_0 = 0,443 \text{ Ом/км}; \quad x_0 = 0,08 \text{ Ом/км.}$$

7.2. Вибір КЛ живлення цехових ТП

Вибираємо кабелі приєднання ТПП

Розраховуємо нормальний та максимальний струм кабелю:

$$I_{норм} = \frac{S_{сМ(к)}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном} \cdot n_{кл}} \text{ А,}$$

$$I_{норм} = \frac{1327,6}{\sqrt{3} \cdot 10 \cdot 2} = 38,3 \text{ А;}$$

$$I_{макс} = \frac{1,4 \cdot S_{ном}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном}} \text{ А,}$$

$$I_{макс} = \frac{1,4 \cdot 1000}{\sqrt{3} \cdot 10} = 88,8 \text{ А.}$$

Економічно вигідний переріз кабелю

$$S_{ек} = \frac{I_{норм}}{j_{ек}} \text{ мм}^2,$$

$$S_{ек} = \frac{38,3}{1,2} = 31,9 \text{ мм}^2.$$

За економічно вигідним перерізом вибираємо стандартний переріз кабелю

$$S_{ст} \geq S_{ек},$$

$$S_{ст} = 50 \text{ мм}^2 > S_{ек} = 31,9 \text{ мм}^2.$$

Вибираємо кабель типу АПВБВ -10-3х50, що прокладається в землі.

					ДП 2026 141	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		40

Перевіряємо вибраний кабель за умовою допустимого нагріву
максимальним струмом

$$I_{\text{доп}} > I_{\text{мах}},$$

$$I_{\text{доп}} = 145 \text{ А} > I_{\text{мах}} = 88,8 \text{ А}.$$

Отже, за умовами нагріву кабельна лінія проходить.

Погонні параметри кабелю (табл. 7.28) [3] :

$$r_0 = 0,62 \text{ Ом/км}; x_0 = 0,083 \text{ Ом/км}.$$

Вибір кабелю живлення ТП2

Розраховуємо нормальний та максимальний струм кабелю

$$I_{\text{норм}} = \frac{S_{\Sigma}^{\text{см}(к)}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}} \cdot n_{\text{кл}}} \text{ А},$$

$$I_{\text{норм}} = \frac{1307,46}{\sqrt{3} \cdot 10 \cdot 2} = 37,74 \text{ А};$$

$$I_{\text{макс}} = \frac{1,4 \cdot S_{\text{ном}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}}} \text{ А},$$

$$I_{\text{макс}} = \frac{1,4 \cdot 630}{\sqrt{3} \cdot 10} = 50,9 \text{ А}.$$

Економічно вигідний переріз кабелю

$$S_{\text{ек}} = \frac{I_{\text{норм}}}{j_{\text{ек}}} \text{ мм}^2,$$

$$S_{\text{ек}} = \frac{37,74}{1,2} = 31,45 \text{ мм}^2.$$

За економічно вигідним перерізом вибираємо стандартний переріз КЛ

$$S_{\text{ст}} \geq S_{\text{ек}},$$

$$S_{\text{ст}} = 50 \text{ мм}^2 > S_{\text{ек}} = 31,45 \text{ мм}^2.$$

Вибираємо кабель типу АПвЕВ -10-3х50, що прокладається в землі.

Перевіряємо вибраний кабель за умовою допустимого нагріву

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

$$I_{\text{доп}} > I_{\text{мах}},$$

$$I_{\text{доп}} = 145 \text{ А} > I_{\text{мах}} = 50,9 \text{ А}.$$

Погонні параметри кабелю (табл. 7.28) [3] :

$$r_0 = 0,62 \text{ Ом/км}; x_0 = 0,083 \text{ Ом/км}.$$

					ДП 2026 141	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		42

8. Розрахунок струмів короткого замикання

Коротке замикання це будь-яке непередбачене нормальними умовами роботи з'єднання двох точок електричного кола. Причини коротких замикань: механічні пошкодження ізоляції; пробій ізоляції від перенапруги та старіння; обриви, накиди на проводи та перетини проводів повітряних ліній електропередачі; помилкові дії обслуговуючого персоналу.

Внаслідок короткого замикання в колі виникають небезпечні для елементів кола струми, які можуть вивести обладнання з ладу. Тому для забезпечення надійності роботи електричних мереж шляхом вибору електрообладнання та використання пристроїв релейного захисту проводиться розрахунок струмів короткого замикання.

Місце розташування точок короткого замикання в схемі електропостачання вибираємо таким чином, щоб при короткому замиканні електрообладнання, що перевіряється та провідники знаходились в найбільш невідгидних умовах.

Цех розливу №2, що переобладнується, отримує електроенергію від системи. За базову потужність для розрахунку струму короткого замикання приймаємо потужність:

$$S_6 = 10 \text{ МВ} \cdot \text{А};$$

Базові напруги:

$$U_6 = 10,5 \text{ кВ};$$

Базові струми:

$$I_6 = \frac{S_6}{U_6 \cdot \sqrt{3}} = \frac{10}{10,5 \cdot \sqrt{3}} = 0,55 \text{ кА}.$$

					ДП 2026 141			
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата				
Розроб.		Вірченко С.О.			8. Розрахунок струмів короткого замикання	Літ.	Арк.	Аркушів
Перевір.		Копилова Л.О.					43	
Реценз.		Красюк М.І.				<i>ННІТІ ім. акад. І.С.Гулого ЗЕЛ-5-3</i>		
Н. Контр.								
Затверд.		Балюта С.М.						

Для розрахунку струмів короткого замикання необхідно скласти схему заміщення. В схему заміщення включені всі елементи зі своїми опорами, приведеними до базових умов.

Розрахункова схема зображена на рис.1, а схема заміщення приведена на рис.2.

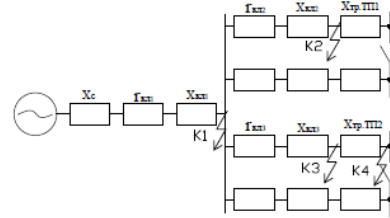
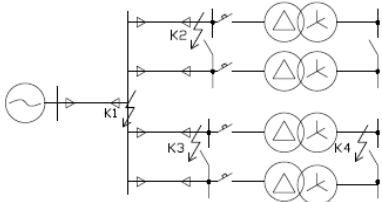


Рис.8.1. Розрахункова схема.

Рис. 8.2 Схема заміщення

Опори елементів схеми заміщення.

Опори КЛ від ГРП:

$$r_{кл1}^* = r_0 \cdot \frac{l_{кл}}{n_{кб}} \cdot \frac{S_{б}}{(U_{ном}^{cp})^2},$$

$$r_{кл1}^* = 0,443 \cdot \frac{3}{1} \cdot \frac{10}{10,5^2} = 0,12;$$

$$x_{кл1}^* = x_0 \cdot \frac{l_{кл}}{n_{кб}} \cdot \frac{S_{б}}{(U_{ном}^{cp})^2},$$

$$x_{кл1}^* = 0,08 \cdot \frac{3}{1} \cdot \frac{10}{10,5^2} = 0,022.$$

Опір системи:

$$x_c^* = x_c \cdot \frac{S_{б}}{S_c}$$

$$x_c^* = 1 \cdot \frac{10}{100} = 0,1$$

Опори КЛ до ТП1 з трансформаторами потужністю 1000 кВА (l = 0,03 км):

$$r_{кл2}^* = r_0 \cdot \frac{l_{кл}}{n_{кб}} \cdot \frac{S_{б}}{(U_{ном}^{cp})^2},$$

$$r_{кл2}^* = 0,62 \cdot \frac{0,03}{1} \cdot \frac{10}{10,5^2} = 0,0017 ;$$

$$x_{кл2}^* = x_0 \cdot \frac{l_{кл}}{n_{кб}} \cdot \frac{S_{б}}{(U_{ном}^{cp})^2},$$

$$x_{кл2}^* = 0,083 \cdot \frac{0,03}{1} \cdot \frac{10}{10,5^2} = 0,00023 .$$

Опори КЛ до ТП 2 з трансформаторами потужністю 1000 кВА ($l = 0,15$ км):

$$r_{кл3}^* = r_0 \cdot \frac{l_{кл}}{n_{кб}} \cdot \frac{S_{б}}{(U_{ном}^{cp})^2},$$

$$r_{кл3}^* = 0,62 \cdot \frac{0,15}{1} \cdot \frac{10}{10,5^2} = 0,0084 ;$$

$$x_{кл3}^* = x_0 \cdot \frac{l_{кл}}{n_{кб}} \cdot \frac{S_{б}}{(U_{ном}^{cp})^2},$$

$$x_{кл3}^* = 0,083 \cdot \frac{0,15}{1} \cdot \frac{10}{10,5^2} = 0,00113 .$$

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

Струм короткого замикання приймаємо незмінним у різні моменти часу , оскільки джерело живлення енергосистема.

$$I_{\infty}^* = I_r^* = I_{0.0}^* = \frac{1}{X_p},$$

де X_p - результуючий опір до точки короткого замикання.

8.1. Коротке замикання в точці К1 на шинах ГРП 10 кВ.

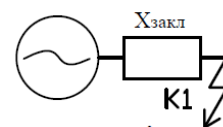
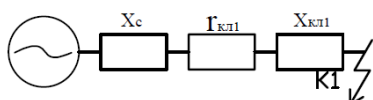


Рис.8.3. Схема заміщення для точки К1. Рис.8.4. Заключний опір для точки К1

					ДП 2026 141	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		45

Заклучний опір для точки К1 буде дорівнювати:

$$Z_{\text{зак.к1}}^* = \sqrt{(r_{\text{к1}}^*)^2 + (x_c + x_{\text{к1}}^*)^2},$$

$$Z_{\text{зак.к1}}^* = \sqrt{(0,12)^2 + (0,1 + 0,022)^2} = 0,17.$$

Надперехідний струм, початкова періодична складова струму к.з. від системи:

$$I_{c1}'' = \frac{1}{Z_{\text{зак.к1}}^*} \cdot I_{\sigma} \text{ кА};$$

$$I_{c1}'' = \frac{1}{0,17} \cdot 0,55 = 3,24 \text{ кА}.$$

Ударний струм:

$$i_y = \sqrt{2} \cdot k_y \cdot I_{c.k1}'' \text{ кА},$$

$$i_y = \sqrt{2} \cdot 1,8 \cdot 3,24 = 8,25 \text{ кА}.$$

Аперіодична стала часу для системи:

$$T_a^{(c)} = \frac{-0,01}{\ln(k_y - 1)} \text{ с};$$

$$T_a^{(c)} = \frac{-0,01}{\ln(1,8 - 1)} = 0,045 \text{ с},$$

де $k_y = 1,8$ – ударний коефіцієнт.

Час початку відключення:

$$\tau_{\text{к.з.}} = \tau_{\text{п.в.}} + \tau_{\text{в.в.}} \text{ с},$$

$$\tau_{\text{к.з.}} = 0,01 + 0,08 = 0,09 \text{ с}.$$

Аперіодична складова струму к.з.:

$$i_a = \sqrt{2} \cdot I_{c.k1}'' \cdot e^{\frac{-\tau_{\text{на}}}{T_a}} \text{ кА},$$

$$i_a = \sqrt{2} \cdot 3,24 \cdot e^{\frac{-0,09}{0,045}} = 0,62 \text{ кА}.$$

Тепловий імпульс:

$$B_{\text{к}}^{\text{к1}} = (I_{c.k1}'')^2 \cdot (\tau_{\text{к.з.}} + T_a) \text{ кА}^2 \cdot \text{с},$$

$$B_{\text{к}}^{\text{к1}} = (3,24)^2 \cdot (1,2 + 0,045) = 13,07 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}.$$

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

Перевіряємо КЛ від джерела живлення до ГРП за умовою:

$$S_{\min} = \frac{\sqrt{B_{\kappa}^{k1}}}{C} < S_{cm}^{k1} \text{ мм}^2,$$

$$S_{\min} = \frac{\sqrt{13,07 \cdot 10^6}}{90} = 40,17 \text{ мм}^2 < S_{cm}^{k1} = 50 \text{ мм}^2.$$

8.2. Коротке замикання в точці К2 на шинах ВН ТП1.

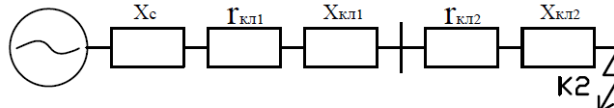


Рис. 8.5. Схема заміщення для точки К2.

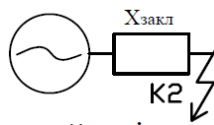


Рис.8.6. Заключний опір для точки К2.

Заключний опір для точки К2 буде дорівнювати (рис.5 та рис.6):

$$Z_{зак.к2}^* = \sqrt{(r_{кл2}^* + r_{кл1}^*)^2 + (x_c^* + x_{кл1}^* + x_{кл2}^*)^2},$$

$$Z_{зак.к2}^* = \sqrt{(0,12 + 0,0017)^2 + (0,1 + 0,022 + 0,00023)^2} = 0,172.$$

Надперехідний початковий періодичний струм к.з. від системи:

$$I_{c2}'' = \frac{1}{Z_{зак.к2}^*} \cdot I_{\sigma} \text{ кА};$$

$$I_{c2}'' = \frac{1}{0,172} \cdot 0,55 = 3,19 \text{ кА}.$$

Ударний струм:

$$i_y = \sqrt{2} \cdot k_y \cdot I_{c,к2}'' \text{ кА},$$

$$i_y = \sqrt{2} \cdot 1,8 \cdot 3,19 = 8,12 \text{ кА}.$$

Аперіодична стала часу для системи:

					ДП 2026 141	Арк.
						47
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

$$T_a^{(c)} = \frac{-0,01}{\ln(k_y - 1)} \text{ с};$$

$$T_a^{(c)} = \frac{-0,01}{\ln(1,8-1)} = 0,045 \text{ с},$$

Аперіодична складова струму к.з.:

$$i_a = \sqrt{2} \cdot I_{c.k2}'' \cdot e^{\frac{-\tau_{нг}}{T_a}} \text{ кА},$$

$$i_a = \sqrt{2} \cdot 3,19 \cdot e^{\frac{-0,09}{0,045}} = 0,61 \text{ кА}.$$

Тепловий імпульс:

$$B_{\kappa}^{\kappa 2} = (I_{c.k2}'')^2 \cdot (\tau_{\kappa.з.} + T_a) \text{ кА}^2 \cdot \text{с},$$

$$B_{\kappa}^{\kappa 2} = (3,19)^2 \cdot (1,2 + 0,045) = 12,67 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}.$$

Перевіряємо КЛ, яка живить ТП1 за умовою термічної стійкості:

$$S_{\min} = \frac{\sqrt{B_{\kappa}^{\kappa 2}}}{C} < S_{ст}^{кл} \text{ мм}^2,$$

$$S_{\min} = \frac{\sqrt{12,67 \cdot 10^6}}{90} = 39,55 \text{ мм}^2 < S_{ст}^{кл 2} = 50 \text{ мм}^2.$$

8.3. Коротке замикання в точці КЗ на шинах ВН ТП2

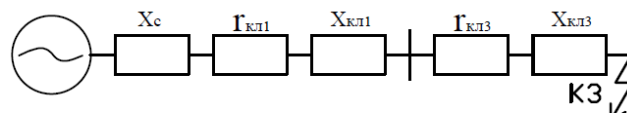


Рис.8.7.Схема заміщення для КЗ в точці КЗ

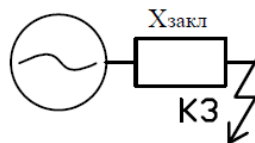


Рис.8.8. Заключний опір для КЗ в точці КЗ

Заключний опір для точки КЗ буде дорівнювати (рис.7, рис. 8.):

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

$$Z_{\text{зак.к2}}^* = \sqrt{(r_{\text{кл1}}^* + r_{\text{кл3}}^*)^2 + (x_c^* + x_{\text{кл1}}^* + x_{\text{кл3}}^*)^2},$$

$$Z_{\text{зак.к2}}^* = \sqrt{(0,12 + 0,0084)^2 + (0,1 + 0,022 + 0,00113)^2} = 0,178.$$

Надперехідне початкове значення періодичної складової струму к.з. від системи:

$$I_{c2}'' = \frac{1}{Z_{\text{зак.к2}}^*} \cdot I_0 \text{ кА};$$

$$I_{c2}'' = \frac{1}{0,178} \cdot 0,55 = 3,09 \text{ кА}.$$

Ударний струм:

$$i_y = \sqrt{2} \cdot k_y \cdot I_{c,к2}'' \text{ кА},$$

$$i_y = \sqrt{2} \cdot 1,8 \cdot 3,09 = 7,87 \text{ кА}.$$

Аперіодична стала часу для системи:

$$T_a^{(c)} = \frac{-0,01}{\ln(k_y - 1)} \text{ с};$$

$$T_a^{(c)} = \frac{-0,01}{\ln(1,8 - 1)} = 0,045 \text{ с},$$

Аперіодична складова струму к.з.:

$$i_a = \sqrt{2} \cdot I_{c,к2}'' \cdot e^{\frac{-\tau_{\text{нг}}}{T_a}} \text{ кА},$$

$$i_a = \sqrt{2} \cdot 3,09 \cdot e^{\frac{-0,09}{0,045}} = 0,6 \text{ кА}.$$

Тепловий імпульс:

$$B_{\text{к}}^{\text{к2}} = (I_{c,к2}'')^2 \cdot (\tau_{\text{к.з.}} + T_a) \text{ кА}^2 \cdot \text{с},$$

$$B_{\text{к}}^{\text{к2}} = (3,09)^2 \cdot (1,2 + 0,045) = 10,8 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}.$$

Перевіряємо КЛ, яка живить ТП2 за умовою:

$$S_{\text{min}} = \frac{\sqrt{B_{\text{к}}^{\text{к2}}}}{C} < S_{\text{см}}^{\text{кл}} \text{ мм}^2,$$

$$S_{\text{min}} = \frac{\sqrt{10,8 \cdot 10^6}}{90} = 36,52 \text{ мм}^2 < S_{\text{см}}^{\text{кл2}} = 50 \text{ мм}^2.$$

8.4. Коротке замикання в точці К4 на шинах НН ТП2

Розрахунок проводимо в іменованих одиницях. Визначаємо опори елементів і приводимо їх до номінальної напруги НН ТП, тобто до $U_{ном}^{НН} = 0,4$ кВ.

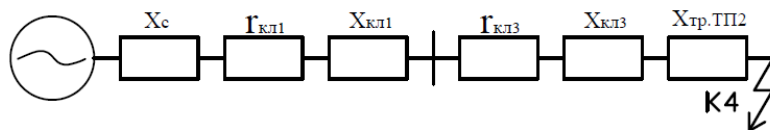


Рис.8.9. Схема заміщення для КЗ в точці К4.

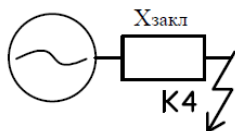


Рис.8.10. Заключний опір для КЗ в точці К4

Опір контактів для цехових ТП:

$$r_k = 20 \text{ мОм.}$$

Опір системи:

$$x_c = x_c^* \cdot \frac{U_{\phi}^2}{S_{\phi}} \cdot \left(\frac{U_{ном}^{НН}}{U_{ном}^{ВН}} \right)^2 \cdot 10^3$$

$$x_c = 0,1 \cdot \frac{10,5^2}{10} \cdot \left(\frac{0,4}{10} \right)^2 \cdot 10^3 = 1,764 \text{ мОм}$$

Опори кабельних ліній, що йдуть від джерела:

$$r_{кл1} = r_0 \cdot \frac{l_{кл}}{n_{к\phi}} \cdot \left(\frac{U_{ном}^{НН}}{U_{ном}^{ВН}} \right)^2 \cdot 10^3 \text{ мОм,}$$

$$r_{кл1} = 0,443 \cdot \frac{3}{1} \cdot \left(\frac{0,4}{10} \right)^2 \cdot 10^3 = 2,126 \text{ мОм;}$$

$$x_{кл1} = x_0 \cdot \frac{l_{кл}}{n_{к\phi}} \cdot \left(\frac{U_{ном}^{НН}}{U_{ном}^{ВН}} \right)^2 \cdot 10^3 \text{ мОм,}$$

$$x_{кл1} = 0,08 \cdot \frac{3}{1} \cdot \left(\frac{0,4}{10} \right)^2 \cdot 10^3 = 0,384 \text{ мОм.}$$

Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата

ДП 2026 141

Арк.

49

9. Вибір обладнання

9.1. Вибір основних комутаційних апаратів

Всі види комутаційних апаратів повинні відповідати умові оточуючого середовища за місцем їх установки. Номінальні параметри вибраної апаратури (струм, напруга, потужність відключення) повинні відповідати визначеним значенням в нормальному режимі та при короткому замиканні.

Для підвищення надійності постачання та для спрощення обслуговування встановлюються комплектні трансформаторні підстанції (КТП). КТП призначені для прийому, перетворення та розподілу електроенергії трифазного струму частотою 50 Гц і застосовуються для електропостачання промислових підприємств.

На КТП встановлюється таке обладнання:

Таблиця №9.

Назва	КТП --1000 81 Комірки КСО
S_{ном}, кВ·А	1000
Тип силового трансформатора	ТМЗ 1000 / 10
Шафа вводу В	ШВВ - 1
Комутаційний апарат -вимикач навантаження	ВНРп - 10
Габарити, мм	1360x1200x2447
Маса, кг	660
Шафа вводу НН	ШНВ(И) - 2У3
Комутаційний апарат вводу ліній	Э-16-1600У3; ВА52-39
Кількість ліній, що відходять	8
Габарити КТП, мм	1185x1255x2050

					ДП 2026 141			
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата	9. Вибір обладнання	Літ.	Арк.	Аркушів
Розроб.	Вірченко С.О.						53	
Перевір.	Копилова Л.О.							
Реценз.	Красюк М.І.							
Н. Контр.								
Затверд.	Балюта С.М.							<i>ННІТІ ім. акад. І.С.Гулого ЗЕЛ-5-3</i>

Комутаційні апарати на стороні ВН.

Вакуумний вимикач RV 1S-10-20/1000 з пружинним виконавчим механізмом.

Таблиця №10

Розрахункові дані для КТП – 1000	Допустимі значення
$U_H = 10 \text{ кВ}$	$U_{НОМ} = 10.5 \text{ кВ}$
$I_{\max} = 152,1 \text{ А}$	$I_{НОМ} = 1000 \text{ А}$
$I_{к.з.} = 3,19 \text{ кА}$	$I_{НР} = 20 \text{ кА}$
$\sqrt{2} \cdot I_{0,0} + i_A = \sqrt{2} \cdot 3,19 + 0,61 = 5,12 \text{ кА}$	$i_{ДИН} = 63 \text{ кА}$
$i_y = 8,12 \text{ кА}$	$I_{ДИН} = 20 \text{ кА}$
$B_k = 10,8 \text{ кА}^2\text{с}$	$I_{\tau}^2 \cdot \tau$ не нормується

Вимикач вводу НН та секційний вимикач на КТП - 630.

Автоматичний вимикач CNC BA-78 1000А 3Р 380В 70кА 3-5In

Таблиця №11

Розрахункові дані	Допустимі значення
$U_H = 0,4 \text{ кВ}$	$U_{НОМ.а.} = 0,4 \text{ кВ}$
$I_p = 943,6 \text{ А}$	$I_{НОМ.роз.} = 1000 \text{ А}$
$I_{к.з.} = 7,68 \text{ кА}$	$I_{Відкл.} = 40 \text{ кА}$
$I_{НОМ АВ} = 3000 \text{ А}$	$I_{НОМ.роз.} = 3000 \text{ А}$

Автоматичний вимикач до конденсаторної установки: А3730Б

Таблиця №12

Розрахункові дані	Допустимі значення
$U_H = 0,4 \text{ кВ} = U_{\text{ном.а.}} = 0,4 \text{ кВ}$	
$I_p = 291,7 \text{ А} < I_{\text{ном.роз.}} = 320 \text{ А}$	
$I_{\text{к.з.}} = 7,68 \text{ кА} < I_{\text{відкл.}} = 20 \text{ кА}$	
$I_{\text{ном АВ}} = 400 \text{ А} > I_{\text{ном.роз.}} = 320 \text{ А}$	

9.2. Вибір обладнання низької напруги

На низькій стороні системи електропостачання цеху №2, що проектується, вибираємо автоматичні вимикачі в залежності від струмів короткого замикання, за допомогою яких ми будемо комутувати мережу та захищати її від струмів КЗ.

10. Вибір вимірювальних трансформаторів

Для установки на кабельних лініях 10 кВ, що відходять до трансформаторів ТП2 приймаємо трансформатор струму типу ТЛК – 75А з $I_{НОМ} = 75$ А, клас точності 0,5, номінальне навантаження вторинної обмотки $Z_{2н} = 0,4$ Ом.

Вибір трансформатора струму типу ТЛК-75А:

Таблиця 13.

Паспортні дані трансформатора ТЛК-75А	Умова	Розрахункові значення
$U_{НОМ} = 10$ кВ	\geq	$U_{НОМ..} = 10$ кВ
$I_{НОМ1} = 75$ А	\geq	$I_{МАКС} = 50,9$ А
$i_{ДИН} = 81$ кА	\geq	$i_{УД} = 7,87$ кА
$I_{\tau}^2 \cdot \tau = 768$ кА ² с	\geq	$B_K = 10,8$ кА ² с

Таблиця 14.

Прилад	Тип приладу	Ф."А", ВА	Ф."В", ВА	Ф."С", ВА
Амперметр	Э - 351	-	0,5	-
Лічильник активної та реактивної енергії	"Альфа"	3,6	3,6	3,6
Разом		3,6	4,1	3,6

Визначаємо опір найбільш завантаженої фази:

$$Z_{\Sigma \text{ПРИЛ}} = \frac{S_{\Sigma \text{ПРИЛ}}}{I_{НОМ.2}^2} = \frac{4,1}{5^2} = 0,164 \text{ Ом.}$$

Розрахунок максимального значення опору проводів, які з'єднують трансформатор струму з приладами при роботі його в заданому класі точності :

					ДП 2026 141							
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата	10 . Вибір вимірювальних трансформаторів							
Розроб.	Вірченко С.О.									Літ.	Арк.	Аркушів
Перевір.	Копилова Л.О.										56	
Реценз.	Красюк М.І.									<i>ННІТІ ім. акад. І.С.Гулого ЗЕЛ-5-3</i>		
Н. Контр.												
Затверд.	Балюта С.М.											

Вимірювальний трансформатор напруги призначений для пониження високої напруги до стандартного значення – 100 або $\sqrt{3} \cdot 100$, від первинних кіл високої напруги для кіл вимірювання та релейного захисту.

Паспортні дані НАМИ-10:

$$U_{НОМ1} = 10 \text{ кВ}$$

$$U_{НОМ2} = 100 \text{ В}$$

$$S_{НОМ2} = 100 \text{ В А}$$

Розрахунок вимірювального трансформатора напруги типу НАМИ - 10.

Трансформатори напруги встановлюємо на кожній секції збірних шин 10кВ.

Умова роботи вимірювального трансформатора напруги в класі точності 0,5

$$S_{НОМ2} \geq S_p, [\text{ВА}].$$

Таблиця 15.

Прилад	Тип приладу	Потужність однієї котушки, В А	Кількість приладів,шт	Сумарна потужність В А
Ваттметр	Д-305	2	1	4
Лічильник активної та реактивно енергії	”Альфа”	3,6	3	10,8
Вольтметр	Э-335	2	1	2
Разом				16,8

Розраховуємо сумарне навантаження вторинних обмоток вимірювального трансформатора напруги.

$$S_{\Sigma 2} = S_{\text{ПР}} + S_{\text{Р.З}}, [\text{В А}],$$

де $S_{\text{ПР}}$ – навантаження приладів;

					ДП 2026 141	Арк.
						58
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

11. Релейний захист і автоматика

11.1. Загальні положення про РЗА

Для живлення релейного захисту та автоматики, управління вимикачами, аварійної і попереджувальної сигналізації вибираємо в якості джерела живлення постійний струм на номінальну напругу 220 В. для забезпечення надійного живлення оперативним струмом відповідних пристроїв мережа ділиться на різні ділянки, для того щоб пошкодження на одному з них не порушувало роботу інших.

Всі споживачі постійного оперативного струму діляться по ступеням їх відповідності на декілька категорій. Найбільш відповідальними із споживачів є ланцюги оперативного струму релейного захисту, автоматики та управління вимикачами.

При виборі типів релейного захисту (РЗ) слід керуватися тим, що пристрої РЗ мають забезпечувати автоматичне вимикання елемента, що захищається, на випадок його пошкодження, яке становить безпосередню безпеку для нього чи для всієї установки, а також у разі виникнення умов, що загрожують пошкодженням (різке зниження рівня масла у трансформаторі) або порушення нормального режиму роботи електроустановки. Якщо порушення нормального режиму роботи чи пошкодження не являють безпосередню безпеку для електроустановки, то пристрої релейного захисту мають забезпечувати сигналізацію, яка вказує на виникнення цих режимів.

При виборі джерел оперативного струму слід враховувати що постійний оперативний струм від акумуляторних батарей використовується на потужних підстанціях при наявності масляних вимикачів великої потужності, а також тоді, коли акумуляторні батареї необхідні крім живлення кіл оперативного струму для інших потреб (наприклад, на заводських ТЕЦ і т. ін.).

Частіше використовується змінний оперативний струм. Як джерела змінного оперативного струму використовуються вимірювальні трансформатори струму,

					ДП 2026 141			
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата	11. Релейний захист і автоматика	Літ.	Арк.	Аркушів
Розроб.		Вірченко С.О.					60	
Перевір.		Копилова Л.О.						
Реценз.		Красюк М.І.						
Н. Контр.								
Затверд.		Балюта С.М.						
						<i>ННІТІ ім. акад. І.С.Гулого ЗЕЛ-5-3</i>		

При виборі схеми релейного захисту треба керуватися типовими схемними рішеннями. Проте слід пам'ятати про особливості конкретного РЗ, що накладаються використовуваною комутаційною апаратурою, фактичне джерело оперативного струму, віддаленість підстанції від джерела живлення тощо.

Методика вибору струмів спрацьовування захистів визначається типом захистів і вимогами, що ставляться до її чутливості й надійності. Наприклад, для спрацювання вибирається з умов відстроювання від кидків струму намагнічування при вмиканні трансформатора й небалансу за зовнішніх коротких замикань. Струм спрацьовування максимального струмового захисту відстроюється від максимальних струмів навантаження.

Витримка часу максимального струмового захисту вибирається з умови узгодження із захистом попередньої ділянки. При узгодженні із захистом, що має незалежну витримку часу, ступінь часу обирається 0,35...0,6 с при узгодженні із захистом, що має залежну характеристику, - 0,6 ...1 с. При узгодженні зі швидкодіючим захистом ступінь часу обирається 0,35...0,4 с. Розглянемо більш докладно релейний захист і автоматику знижувального трансформатора. Знижувальний трансформатор повинен мати максимальний струмовий захист від надструмів, узгоджений за струмом і часом з наступними елементами схеми. Окрім максимального струмового захисту від надструмів силовий трансформатор, залежно від потужності повинен мати газовий захист, що забезпечує його вмикання при пошкодженні на стороні вищої напруги. Якщо на підстанції передбачене чергування персоналу чи передача попереджувальних і аварійних сигналів на який-небудь черговий пункт, то встановлюють захист трансформатора від перевантаження, який діє на сигнал з витримкою часу більшою за витримку часу інших захистів на об'єкті, як правило, 8...10с.

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

11.2. Релейний захист кабельної лінії 10 кВ

Релейний захист - основний вид електричного автоматичного захисту мереж промислових підприємств.

Для живлення релейного захисту та автоматики, управління вимикачами, аварійної і попереджуючої сигналізацією вибираємо в якості джерела живлення постійний струм на номінальну напругу 220В. Для забезпечення надійного живлення оперативним струмом відповідних пристроїв мережа ділиться на різні ділянки, для того щоб пошкодження на одному з них не порушувало б роботу інших.

Всі споживачі постійного оперативного струму діляться по ступенях їх відповідальності на декілька категорій. Найбільш відповідальними із споживачів є ланцюги оперативного струму релейного захисту, автоматики та управління вимикачами.

Захисти виконані за двофазною дворелейною схемою з реле типу РТ40/1, в яких обмежена залежно від струму, характеристика часу спрацювання та потужний перемикаючий контакт, спроможний дешунтувати і шунтувати кероване коло при струмах до 150А.

Добір установок максимальних струмових захистів полягає у визначенні первинних і вторинних струмів спрацювання реле, максимальних коефіцієнтів чутливості при металічних коротких замиканнях у кінці зон, що захищаються, коли ці захисти діють як основні, так і резервні. Крім того, захисти двох і більше послідовного з'єднання елементів, наприклад трансформатор - лінія - двигун, вони мають бути узгоджені за чутливістю і за часом. Вони повинні діяти селективно: вимикати місця пошкодження найближчими вимикачами. Первинний струм спрацювання максимального струмового захисту має бути відстроєний від струмів самозапущів, повністю загальмованих електродвигунів

									Арк.
									63
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата					

та іншого навантаження при вмиканні та вимиканні елемента, що захищається, після ліквідації короткого замикання, крім цього захисту не повинні приходити до дії при максимально можливому робочому струмі навантаження.

11.2.1. Розрахунок уставок відсічки і максимального струмового захисту

На проектних КЛ з однобічним живленням, які відходять від шин підстанцій, струмові відсічки повинні бути виконанні без витримки часу і зона їх дії повинна бути визначена при умові всіх КЗ.

Неселективна відсічка повинна застосовуватись із пристроями АВР та АПВ, які виправляють повністю, або частково неселективність дії захисту.

Струм дії неселективної відсічки знайдемо за формулою :

$$I_{c.v.} = \frac{U_{c.лін.}}{\sqrt{3} \cdot K_n \cdot (Z_{c.лін.} + K_o \cdot Z_{c.лін.})}$$

де $U_{c.лін.}$ – міжфазна напруга живлення енергосистеми в лінійному режимі
 $U_{c.лін.} = 0,9 \cdot 10 = 9,45$ кВ,

$Z_{c.лін.}$ – опір енергосистеми до місця установки відсічки.

Приймаємо : $Z_{c.лін.} = 1,7$ Ом (див. розрахунок струмів к. з. $Z_{зак.} = 0,155$ переводимо з відносних одиниць :

$$Z_{c.лін.} = Z_{зак.} \cdot (U_{ном}^2 / S_{баз.}) = 0,155 \cdot (10,5^2 / 10) = 1,7 \text{ Ом}$$

K_o – коефіцієнт, який відображає $U_{зал.}$ в місці установки відсічки від трьохфазного КЗ, $K_o = 1$

$K_n = 1,1$ – коефіцієнт надійності.

Тоді

$$I_{c.v.} = \frac{9450}{\sqrt{3} \cdot 1,1 \cdot (1,7 + 1 \cdot 1,7)} = 1458 \text{ А}$$

Струм спрацювання реле, А :

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

$$I_{cp.} = I_{c.в.} \cdot \frac{K_{c.x.}^{(3)}}{n_m},$$

$$I_{cp.} = 1458 \cdot \frac{1}{20} = 73A$$

$$\text{де } n_m = \frac{100}{5} = 20$$

- коефіцієнт трансформації .

Знайдемо чутливість відсічки, А:

$$K = \frac{I_{к.мін.}}{I_{св}},$$

$$K = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot \frac{3660}{1458} = 2,17 > 2$$

Для струмових відсічок ПУЕ, встановлені на лінії, $K_{ч}$ повинен бути не менше 2 при КЗ в місці установки .

Отже виходячи з розрахунків даний релейний захист підходить по коефіцієнту чутливості.

Розрахунок уставок максимального струмового захисту (МСЗ).

Розрахунок часу спрацювання МСЗ.

Час спрацювання МСЗ кабельних ліній узгоджується із часом спрацювання попереднього ступеню захисту :

$$t_{з.с.} = t_{ноп.} + \Delta t,$$

де Δt - ступінь селективності , 0,5 с.

$$t_{ноп.} = 1,2 + 0,045 = 1,245 \text{ с};$$

$$t_{з.с.} = 1,245 + 0,5 = 1,74 \text{ с}.$$

Розрахунок струму спрацювання МСЗ.

Струм спрацювання захисту розраховується від $I_{роб.} = 80,8 \text{ А}$ за формулою:

$$I_{с.з.} = K_{з.} \cdot K_{с.з.} \cdot \frac{I_{роб.}}{K_{в.}},$$

					ДП 2026. 141	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		65

де $K_B=0,85$ – коефіцієнт повернення ;

$K_{с.в.}=2,2$ – коефіцієнт самозапуску.

$$I_{с.з.} = 1,1 \cdot 2,2 \cdot \frac{80,8}{0,85} = 230 A$$

$$I_{ср.} = I_{с.в.} \cdot \frac{K_{с.х.}}{K_m},$$

$$I_{с.р.} = 230 \cdot \frac{1}{20} = 11,5 A$$

$I_{с.р.}$ - струм спрацювання реле.

Знайдемо коефіцієнт чутливості МСЗ:

$$I_{к.мін.} = I_c \cdot \frac{0,4}{10} = 18240 \cdot \frac{0,4}{10} = 729,6 A$$

$$K = \frac{I_{к.мін.}}{I_{с.з.}} > 1,5 ,$$

$$K = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot \frac{729,6}{230} = 2,7 > 1,5$$

Максимальний струмовий захист забезпечує умову чутливості .

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

12. Розрахунок цехової силової мережі

12.1 Вибір типу СП.

Розглянемо приклад вибору силового пункту для вентиляційного обладнання.

Попередньо приймаємо силовий пункт СПА-77-5

Номінальна потужність електроприймачів, які живляться від СПА-77-5:

$$P_{ном} = 57,6 \text{ кВт};$$

Розрахункова потужність та струм споживачів, що живляться від СПА-77-5

:

$$P_p = 44,7 \text{ кВт}; \quad I_p = 75,5 \text{ А};$$

Довжина лінії від шин НН ТП2 до СПА-77-5 :

$$l_{кл} = 10 \text{ м.}$$

Номінальні параметри силового пункту типу СПА-77-5 з $I_{ном}^{сн} = 400 \text{ А} > I_p = 75,5 \text{ А}$ та з АВ типу АЕ2040 $I_{ном.а} = 63 \text{ А}$ на вісім приєднань.

$I_{ном}^{сн}$ - номінальний струм ввідного апарату.

12.2. Вибір КЛ від НН ТП2 до СПА-77-5.

Обираємо кабель типу ВВГ – 4х16. КЛ буде складатися з одного кабелю.

а) Вибір за розрахунковими умовами.

$$I_{дон}^н = 80 \text{ А};$$

$$I_{дон} = I_{дон}^н \cdot K_{л},$$

$$I_{дон} = 80 \cdot 1,15 = 92 \text{ А};$$

$$I_{дон} = n_{кл} \cdot I_{дон} = 1 \cdot 92 = 92 \text{ А} > I_p = 75,5 \text{ А}.$$

б) Вибір за захисним апаратом.

$$I_{дон} = 75,5 \text{ А} < I_{ном.розч.} = 80 \text{ А}.$$

Втрати напруги у обраному кабелі довжиною $l_{кл} = 10 \text{ м}$:

$$U(\%) = M / (C \cdot S) = (P_p \cdot l_p) / (C \cdot S) = (44,7 \cdot 10) / (44 \cdot 50) = 0,2\%,$$

$$U(\%) = 0,2\% < U_{доп} = 5\%,$$

					ДП 2026 141		
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата			
Розроб.		Вірченко С.О.			Літ.	Арк.	Аркушів
Перевір.		Копилова Л.О.				67	
Реценз.		Красюк М.І.			12. Розрахунок цехової силової мережі <i>ННІТ ім. акад. І.С.Гулого ЗЕЛ-5-3</i>		
Н. Контр.							
Затверд.		Балюта С.М.					

де $M = P_p \cdot l_p$ - розрахунковий момент, $l_p = l_{кл}$, l_p - розрахункова довжина лінії; $C = 44$, C - коефіцієнт для трифазної мережі з нульовим проводом, $U_{доп}$ - допустимий рівень втрат напруги.

12.3. Вибір АВ від НН ТП2 лінії живлення СПА-77-5.

Обираємо АВ типу А3716Б з $I_{ном.а} / I_{розч.а} = 160 \text{ А} / 80 \text{ А}$.

Перевірка обраного АВ :

1) $U_{ном.а} = 380 \text{ В} = U_{мережи} = 380 \text{ В} ;$

2) $I_{розч.а} = 80 \text{ А} > I_p = 75,5 \text{ А} ;$

3) $I_{ном.а} = 160 \text{ А} > I_{розч.а} = 80 \text{ А} ;$

4) $I_{спрац.а} = 1600 \text{ А} > 1,25 \cdot I_{нік} = 1,25 \cdot 151 = 181,2 \text{ А}$.

Результати розрахунку для СПА-77-5 та по інших СП зведені у табл. 17.

									Арк.
									68
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата					

Змін.	
Арк.	
№ докум.	
Підпис	
Дата	
ДП 2026 141	
Арк.	69

№ СПА	Розрахункові данні				Автоматичний вимикач				Кабельна лінія				
	$P_{ном}$	P_p	I_p	$I_{кл}$	тип	$I_{ном розч}$	$I_{ном АВ}$	$I_{спрац}$	Тип	$I_{доп}^H$	$I_{доп}$	$S_{ст}$	ΔU
	кВт	кВт	А	м		А	А	А	-	А	А	мм ²	%
77-5	57,6	44,7	75,5	10	A3716Б	80	160	1600	ВВГ	80	92	16	0,2
77-5	50,7	39,4	66,5	13	A3716Б	80	160	1600	ВВГ	80	92	16	0,23
77-5	50,7	39,4	66,5	17	A3716Б	80	160	1600	ВВГ	80	92	16	0,3
77-8	272	196,3	331,3	20	A3730Б	400	400	4000	ВВГ	340	391	185	1,78
77-8	196,43	152,6	257,7	22	A3730Б	320	400	4000	ВВГ	260	299	120	1,53
77-5	26,74	22,26	37,6	25	A3716Б	40	160	630	ВВГ	60	69	10	0,25
77-5	16,55	13,15	22,2	28	A3715Б	25	160	630	ВВГ	60	69	10	0,17
77-5	16,8	13,98	23,6	30	A3715Б	25	160	630	ВВГ	60	69	10	0,19
77-5	22,2	17,82	30,1	35	A3716Б	32	160	1600	ВВГ	60	69	10	0,28
77-6	235,69	158	266,7	50	A3730Б	320	400	4000	ВВГ	300	345	150	3,6
77-5	140,95	105	177,3	70	A3720Б	200	250	2500	ВВГ	185	112,75	70	3,34
77-5	182,29	140	236,3	60	A3720Б	250	250	2500	ВВГ	260	299	120	3,82

Таблиця 17.

13. Розрахунок електроосвітлення лінії розливу №2

При проектуванні світлотехнічної частини вибирають:

- а) джерело світла;
- б) освітленість та коефіцієнт запасу;
- в) системи та види освітлення;
- г) світильники, їх розташування та висоту підвісу;
- д) визначають встановлену освітлювальну потужність цеху.

Освітлювальна установка (ОУ) повинна забезпечувати нормальне та безпечне освітлення для виконання виробничого процесу. Важливим фактором, який визначає якість освітлювальної установки являється гарна уявність предметів, які освітлюються.

Існують обов'язкові для всіх організацій правила та норми влаштування штучного освітлення. Вони визначають розміри найменшої освітленості в залежності від розміру об'єктів розміщення, ступеню контрасту предметів, що розглядаються, розряд виконуючих робіт.

Розглянемо розрахунок освітлення приміщення лінії розливу №2.

Приміщення знаходиться на відмітці 0,000.

Вихідні дані:

Параметри приміщення : довжина $a = 28,5$ м; ширина $b = 26$ м;

Нормована освітленість $E_n = 150$ лк;

розрахункова висота приміщення : $h_p = 3,5$ м;

					ДП 2026 141			
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата				
Розроб.		Вірченко С.О.			13. Розрахунок електроосвітлення лінії розливу №2	Літ.	Арк.	Аркушів
Перевір.		Копилова Л.О.					70	
Реценз.		Красюк М.І.				<i>ННІТІ ім. акад. І.С.Гулого ЗЕЛ-5-3</i>		
Н. Контр.								
Затверд.		Балюта С.М.						

Так як в приміщенні відсутній темний пил, то коефіцієнт відображення приміщення:

- коефіцієнт відбивання стелі $R_p = 0,7$;
- коефіцієнт відбивання стін $R_c = 0,5$;
- коефіцієнт відбивання розрахункової поверхні $R_p = 0,3$.

Характер приміщення при пожежонебезпеці та вибухонебезпечні П-Па. Вибираємо джерелом освітлення люмінесцентні лампи (ЛЛ) низького тиску типу ЛБ з паспортним значенням світлового потоку

$$\Phi = 3200 \text{ лм.}$$

Коефіцієнт запасу ОУ з ЛЛ: $K = 1,3$.

Коефіцієнт запасу на нерівномірність освітлення з ЛЛ: $z = 1,1$.

Вибираємо тип світильника ПВЛМ 2x40.

Тип кривої сили світла: $\Gamma - 1$.

Розраховуємо індекс приміщення:

$$i = \frac{(a \cdot b)}{h_p \cdot (a + b)} = \frac{(28,5 \cdot 26)}{3,5 \cdot (28,5 + 26)} = 3,9$$

З ряду табличних значень індексу приміщення вибираємо значення $i = 4,8$.

Для заданих відбиваючих властивостей приміщення та відповідним типом кривої сили світла $\Gamma-1$ для вибраного типу світильника коефіцієнт використання ОУ : $\eta = 0,5$.

Відстань між світильниками:

$$L = \lambda \cdot h_p = 1,3 \cdot 3,5 = 4,55 \text{ м,}$$

де λ - відношення відстані між світильниками до розрахункової висоти.

Тоді число рядків буде:

$$N = \frac{b - L}{L} + 1 = \frac{26 - 4,55}{4,55} + 1 = 5,71 \text{ рядка.}$$

Для розрахунку вибираємо 6 рядів світильників.

					ДП 2026 141	Арк.
						71
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

Проводимо розрахунок потужності ОУ з ЛЛ при числі рядків, який дорівнює шести та при вибраних типах ламп світильників. Світловий потік одного рядка буде складати:

$$\Phi' = \frac{a \cdot b \cdot k \cdot i \cdot E_n}{N \cdot \eta} = \frac{28,5 \cdot 26 \cdot 1,3 \cdot 4,8 \cdot 150}{6 \cdot 0,5} = 231192 \text{ лм.}$$

Розрахункова кількість світильників в рядку:

$$n_{\text{св}} = \frac{\Phi'}{\Phi} = \frac{231192}{3200} = 72$$

В кожному рядку ставимо по 72 світильників. Розрахунок фактичного освітлення:

$$E_{\text{расч}} = \frac{\Phi_{\text{л}} \cdot N \cdot n_{\text{св}} \cdot \eta}{k \cdot i \cdot a \cdot b} = \frac{3200 \cdot 6 \cdot 72 \cdot 0,5}{1,3 \cdot 4,8 \cdot 28,5 \cdot 26} = 149,5 \text{ лк.}$$

Розраховуємо відносну похибку:

$$\nu = \frac{149,5 - 150}{150} \cdot 100\% = -0,3\%.$$

Оцінка результату розрахунку повинна знаходитись в межах:

$$-10\% < \nu < +20\%,$$

тобто розрахунок задовольняє умовам. Отже приміщення освітлюється шістьма рядками світильників ПВЛМ 2x40.

Розрахункові дані приведені в графічній частині.

13.1. Розрахунок електроосвітлювальної мережі

Переріз проводів освітлювальної мережі повинен задовольняти наступним вимогам:

1. Проводи повинні пропускати струм освітлювального навантаження не нагріваючись зверху припущених температур - розрахунок за струмом навантаження.

2. Напруга на контактах ламп не повинна бути нижче визначеної величини - розрахунок за втратою напруги.

Як приклад розглянемо розрахунок електричної мережі освітлення для групи світильників ПВЛМ 2x40.

					ДП 2026 141	Арк.
						72
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

Розрахунковий струм (I_p) визначаємо виходячи з встановленої потужності всіх світильників ділянки, що розглядається $P_y = 54 \text{ кВт}$ та напруги мережі на цій ділянці, застосовується трьохфазна чотирьох провідна лінія. Живлення освітлювальної мережі здійснюється від двох групових щитів освітлення ЩО та ЩОА.

$$I_p = 54 / 0,38 = 142 \text{ А.}$$

Обираємо провід марки АВВГ 4х25.

Розрахунок за втратою напруги виконуємо для нормального режиму горіння ламп, оптимальної їх світловіддачі при гарантованому терміні служби.

Відповідно ПУЕ зниження напруги у найбільш віддалених ділянках для внутрішнього робочого освітлення не повинно перевищувати 25% номінального.

$$n_{\%} = \frac{P_p \cdot l}{c \cdot S};$$

де P_p - розрахункове навантаження кВт;

S - обраний переріз кабелю, мм²;

l - довжина розрахункової ділянки, м;

c - стала величина, яка залежить від напруги та системи мережі,

$$c = 46,0.$$

Для ЛЛ:

$$P_p = K_z \cdot P_y = 54 \cdot 1 = 54 \text{ кВт};$$

де K_z - коефіцієнт споживання.

Звідки:

$$v_{\%} = \frac{54 \cdot 50}{46 \cdot 25} = 2,3\%.$$

Що не перевищує нормованого значення.

В групових мережах при струмах до 6А та напрузі до 250 В застосовуються вимикачі.

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

14. ОХОРОНА ПРАЦІ

У даному розділі розглянуто та обґрунтовано комплекс заходів з охорони праці, що застосовуються під час виконання робіт з монтажу системи електропостачання Тернопільського заводу безалкогольних напоїв. На електротехнічний будівельно-монтажний персонал, який виконує встановлення інженерного обладнання системи електропостачання, діє низка небезпечних і шкідливих виробничих чинників [4, 5].

До фізичних факторів належать: підвищена або знижена температура повітря в робочій зоні; наявність рухомих машин і механізмів, а також відкритих рухомих частин виробничого обладнання; підвищений рівень запиленості та загазованості повітря; висока температура поверхонь обладнання і матеріалів; недостатній рівень штучного та природного освітлення; небезпечні значення напруги електричного кола, при контакті з яким струм може проходити через тіло людини; підвищені рівні шуму та вібрації; збільшена вологість повітря; надмірна або недостатня рухливість повітря.

До психофізіологічних факторів відносяться фізичні перевантаження динамічного характеру, а також нервово-психічні перенапруження, зумовлені монотонністю виконуваних операцій та підвищеним навантаженням на сенсорні аналізатори.

14.1. Технічні рішення із забезпечення безпеки на Тернопільському заводі безалкогольних напоїв

14.1.1. Технічні рішення з безпечної організації робочих місць

Електропостачання силових установок і систем освітлення Тернопільського заводу безалкогольних напоїв здійснюється від трансформаторних підстанцій напругою 10/0,4 кВ за допомогою кабельних ліній, прокладених у траншеях. Для забезпечення електроживлення споживачів підприємства використовується трифазна чотирипровідна електрична мережа з глухозаземленою нейтраллю номінальною напругою 380/220 В.

					ДП 2026 141			
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата				
Розроб.		Вірченко С.О.			14. Охорона праці	Літ.	Арк.	Аркушів
Перевір.		Сірик А.О.					74	
Реценз.		Красюк М.І.				ННІТІ ім. акад. І.С.Гулого ЗЕЛ-5-3		
Н. Контр.								
Затверд.		Балюта С.М.						

Категорія умов праці за рівнем небезпеки ураження електричним струмом, відповідно до вимог [6], визначається наявністю факторів підвищеної або особливої небезпеки. За наявності таких чинників, як підвищена вологість повітря, струмопровідний пил, а також можливість контакту обслуговуючого персоналу зі струмопровідними частинами в різних приміщеннях гірничого підприємства, умови праці відносяться до категорії підвищеної небезпеки.

Залежно від заходів безпеки роботи в електроустановках поділяються на три основні категорії: роботи зі зняттям напруги; роботи без зняття напруги на струмопровідних частинах і поблизу них; роботи без зняття напруги на безпечній відстані від струмопровідних частин, що перебувають під напругою.

До робіт, що виконуються без зняття напруги на струмопровідних частинах та поблизу них, належать операції, які здійснюються безпосередньо на струмопровідних елементах. Такі роботи повинні виконуватися щонайменше двома працівниками, при цьому керівник робіт має мати групу IV з електробезпеки, а інші виконавці – групу III.

Роботи без зняття напруги на відстані від струмопровідних частин вважаються такими, під час яких виключається можливість випадкового наближення працівників, інструменту чи ремонтного обладнання до струмопровідних елементів на відстань, меншу за допустиму. У цьому випадку проведення додаткових технічних або організаційних заходів для запобігання такому наближенню не вимагається.

В електроустановках напругою понад 1000 В роботи без зняття напруги на струмопровідних частинах та поблизу них необхідно виконувати із застосуванням електрозахисних засобів, які забезпечують ізоляцію працівника від струмопровідних частин або від землі. У разі ізоляції працівника від землі роботи повинні проводитися відповідно до спеціальних інструкцій або технологічних карт, у яких визначені необхідні заходи безпеки.

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

Під час виконання робіт в електроустановках напругою до 1000 В без зняття напруги на струмопровідних частинах або поблизу них необхідно дотримуватися таких вимог: огорожувати розташовані поруч струмопровідні частини, що перебувають під напругою і до яких можливий випадковий дотик; використовувати діелектричне взуття або працювати, стоячи на ізолювальній підставці чи діелектричному килимі; застосовувати інструмент з ізольованими руків'ями, а у викруток – також з ізольованим стрижнем; за відсутності такого інструменту користуватися діелектричними рукавичками.

Під час виконання робіт без зняття напруги із застосуванням ізолювальних засобів захисту необхідно тримати їх ізолювальні частини за руків'я до обмежувального кільця; розміщувати ці засоби таким чином, щоб уникнути перекриття по поверхні ізоляції між струмопровідними частинами різних фаз або замикання на землю; використовувати лише сухі, чисті та справні ізолювальні частини з нешкодженним лаковим покриттям. У разі виявлення дефектів або порушення ізоляції застосування таких засобів забороняється.

Під час виконання робіт із використанням електрозахисних засобів (ізолювальні штанги й кліщі, електровимірювальні кліщі, покажчики напруги) допускається наближення працівника до струмопровідних частин на відстань, що визначається довжиною ізолювальної частини відповідного засобу. Без застосування електрозахисних засобів доторкатися до ізоляторів електроустановок, які перебувають під напругою, забороняється.

В електроустановках забороняється виконувати роботи у зігнутому положенні, якщо під час випрямлення відстань до струмопровідних частин стане меншою за допустиму. Також забороняється розміщуватися поблизу необгороджених струмопровідних частин таким чином, щоб вони знаходилися позаду працівника або з двох боків одночасно.

Перенесення довгомірних предметів (труб, драбин тощо), а також виконання робіт з їх використанням у розподільчих пристроях (РП), де виключена можливість випадкового дотику до струмоведучих частин, що

					ДП 2026 141	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		76

перебувають під напругою, необхідно здійснювати двома працівниками під постійним контролем керівника робіт. Риштування та драбини, які застосовуються під час ремонтних робіт, повинні відповідати вимогам ДСТУ або технічних умов. Опорні елементи драбин, що встановлюються на гладких поверхнях, мають бути оснащені гумовими накладками, а драбини, які встановлюються на ґрунті, – гострими металевими наконечниками. Верхній кінець драбини повинен надійно спиратися на міцну опору. У разі необхідності опирання драбини на провід вона має бути обладнана спеціальними гачками у верхній частині. Використання зв'язаних між собою драбин забороняється. При встановленні приставних драбин на підкранових балках або елементах металевих конструкцій необхідно надійно закріплювати як верх, так і низ драбини. Під час обслуговування та ремонту електроустановок застосування металевих драбин не допускається.

Роботи із застосуванням драбин повинні виконуватися двома працівниками, один з яких зобов'язаний перебувати внизу та страхувати виконавця. Забороняється виконувати роботи, стоячи на ящиках або інших сторонніх предметах.

Роботи на кінцевих опорах повітряних ліній, розташованих на території відкритих розподільчих пристроїв (ВРП), слід виконувати відповідно до правил безпеки, встановлених для ВРП. Перед допуском до робіт ремонтний персонал ліній повинен пройти відповідний інструктаж і допускатися до місця виконання робіт у супроводі оперативного працівника з групою III з електробезпеки. Після завершення робіт або під час перерв вихід з ВРП дозволяється лише під наглядом керівника робіт.

Категорія умов праці за рівнем небезпеки ураження електричним струмом визначається наявністю факторів підвищеної або особливої небезпеки. За наявності таких чинників, як підвищена вологість повітря, струмопровідний пил та можливість контакту обслуговуючого персоналу зі струмоведучими частинами, відповідні приміщення відносяться до категорії підвищеної небезпеки.

					ДП 2026 141	Арк.
						77
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

14.1.2. Електробезпека

Технічні рішення щодо запобігання електротравмам:

1) Запобігання ураженню електричним струмом при контакті з нормально струмоведучими частинами електрообладнання. З метою зменшення ризику електротравм неізольовані струмоведучі елементи електроустаткування слід розміщувати в окремих приміщеннях з обмеженим доступом або в металевих шафах. Для орієнтації персоналу в електроустановках необхідно застосовувати інформаційні написи, таблички та попереджувальні знаки безпеки. Підведення кабелів до електроспоживачів повинно здійснюватися у закритих конструкціях підлоги, що виключає можливість випадкового дотику.

2) Занулення як захисний захід в електромережах до 1000 В. Під час живлення споживачів електричної енергії від трипровідної мережі з глухозаземленою нейтраллю та напругою до 1000 В застосовується занулення, яке являє собою навмисне електричне з'єднання нормально неструмоведучих частин обладнання із заземленим нульовим провідником. У разі пробою ізоляції на корпус виникає коротке замикання, внаслідок чого спрацьовує захист від струмів КЗ та пошкоджений електроспоживач автоматично відключається від мережі.

Відповідно до вимог нормативної документації, система занулення повинна забезпечувати необхідну кратність струму короткого замикання залежно від типу захисного апарата, а також надійну та безперервну цілісність нульового провідника.

3) Застосування електрозахисних засобів.

Персонал, який здійснює обслуговування електроустановок, повинен бути забезпечений електрозахисними засобами, що пройшли встановлені випробування. Перед їх використанням працівники зобов'язані перевірити справність засобів, відсутність зовнішніх пошкоджень, очистити їх від пилу та перевірити за маркуванням термін наступної перевірки. Забороняється користуватися електрозахисними засобами з простроченим терміном придатності. Електрозахисні засоби поділяються на основні та додаткові.

					ДП 2026 141	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		78

До основних електрозахисних засобів належать засоби, ізоляція яких здатна тривалий час витримувати робочу напругу та дозволяє безпечний дотик до струмоведучих частин, що перебувають під напругою. Для електроустановок напругою до 1000 В до них відносяться: ізолювальні штанги, ізолювальні та струмовимірювальні кліщі, покажчики напруги, діелектричні рукавиці, а також слюсарно-монтажний інструмент з ізольованими руків'ями.

До додаткових електрозахисних засобів належать засоби, призначені для захисту персоналу від напруги дотику та напруги кроку, а також для попередження помилкових дій. Для електроустановок до 1000 В до них відносяться: діелектричні калоші, діелектричні килимки, переносні заземлення, ізолювальні накладки й підставки, захисні огорожувальні пристрої, а також плакати та знаки безпеки.

14.2. Пожежна безпека на заводі

Пожежну безпеку промислових і інших об'єктів регламентують Правила пожежної безпеки в Україні [7, 8]. Пожежовибухонебезпечність речовин і матеріалів визначається за [9], за якою визначається категорія приміщень за вибуховою та пожежною безпекою [10].

Пожежо- та вибухонебезпечність речовин і матеріалів визначається сукупністю їх властивостей, які характеризують здатність до виникнення та поширення процесу горіння. Залежно від швидкості перебігу горіння та умов його розвитку наслідком можуть бути пожежа або вибух. Оцінювання пожежо-вибухонебезпечності речовин і матеріалів здійснюється за відповідними показниками, вибір яких залежить від агрегатного стану речовини (матеріалу) та умов її застосування.

Будівля, у якій розміщені зазначені приміщення, належить до II ступеня вогнестійкості. До цього ступеня відносяться будинки з несучими та огорожувальними конструкціями, виконаними з природних або штучних кам'яних матеріалів, бетону чи залізобетону із застосуванням листових та плитних негорючих матеріалів.

					ДП 2026 141	Арк.
						79
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

На території Тернопільського заводу безалкогольних напоїв розміщено 15 вогнегасників типу ВП-5 [11].

У випадку виникнення пожежі на підприємстві робітники повинні: прийняти всі заходи по ліквідації вогню; місце, яке загорілось слід гасити вогнегасниками; при загоранні електропроводів слід відключити лінію, а ізоляцію електропроводів необхідно гасити тільки порошковими вогнегасниками ВП-5 або піском; зупинити обладнання.

14.3. Покращення стану охорони праці на підприємстві за рахунок впровадження засобів кібербезпеки в електроенергетиці

Сучасна електроенергетика є однією з ключових галузей критичної інфраструктури, стабільне функціонування якої безпосередньо впливає на економіку держави, безпеку суспільства та умови праці персоналу. Активна цифровізація електроенергетичних підприємств, упровадження автоматизованих систем керування технологічними процесами (АСУ ТП), інтелектуальних електронних пристроїв та SCADA-систем значно підвищили ефективність виробництва, однак водночас зумовили зростання кіберзагроз. У цьому контексті впровадження засобів кібербезпеки стає важливим чинником не лише захисту інформаційних ресурсів, а й покращення умов праці працівників.

Кіберінциденти в електроенергетиці можуть призводити до збоїв у роботі обладнання, аварійних ситуацій, втрати контролю над технологічними процесами та підвищення рівня виробничого ризику. У таких умовах персонал змушений працювати в стресових ситуаціях, що негативно впливає на психоемоційний стан, концентрацію уваги та загальний рівень безпеки праці. Впровадження сучасних засобів кіберзахисту – систем моніторингу мережевого трафіку, виявлення вторгнень, контролю доступу та резервного копіювання даних – дозволяє мінімізувати ймовірність таких інцидентів і забезпечити стабільну роботу енергетичних об'єктів.

Значний вплив на умови праці має також підвищення надійності автоматизованих систем. Захищені інформаційні канали та програмне

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

забезпечення знижують потребу в аварійних втручаннях персоналу, зменшують кількість позапланових робіт та перебування працівників у зонах підвищеної небезпеки. Це сприяє зниженню виробничого травматизму та фізичного навантаження на персонал.

Крім того, кібербезпека позитивно впливає на організацію праці. Чітке розмежування прав доступу, автентифікація користувачів і ведення журналів подій підвищують дисципліну, відповідальність та прозорість дій працівників. Навчання персоналу основам кібергігієни та реагування на кіберінциденти сприяє зростанню професійної компетентності та формуванню культури безпеки на підприємстві.

Отже, впровадження засобів кібербезпеки в електроенергетиці є важливим елементом комплексного підходу до охорони праці. Воно забезпечує не лише захист інформаційних і технологічних ресурсів, а й створює більш безпечні, стабільні та комфортні умови праці для персоналу, що в кінцевому підсумку підвищує ефективність та надійність функціонування електроенергетичних підприємств.

14.4. Розрахунок контуру захисного заземлення підстанції

Територія, на якій розміщується підстанція, обладнується заземлюючим пристроєм, основною функцією якого є захист обслуговуючого персоналу від ураження електричним струмом. І у зв'язку з тим, що підстанція є прибудованою, необхідно розрахувати виносне заземлення.

При виносній системі заземлення заземлювачі розташовуються на деякій відстані від устаткування, що заземляється. Тому заземлене обладнання знаходиться поза полем розтікання струму і людина, торкаючись його, опиниться під повною напругою щодо землі. Виносне заземлення захищає лише за рахунок малого опору ґрунту.

Відповідно до діючих нормативних документів, при використанні заземлювального пристрою одночасно для електроустановок напругою понад 1000 В мережі з ізольованою нейтраллю і для електроустановок до 1000 В з глухозаземленою нейтраллю, опір заземлювального пристрою повинен бути не більше 4 Ом при лінійній напрузі 380 В.

					ДП 2026 141	Арк.
						81
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

Передбачуваний контур штучного заземлювача має форму прямокутника. Заземлювач передбачається виконати із вертикальних сталевих електродів завдовжки 3 метри. Верхні кінці вертикальних електродів з'єднуються за допомогою горизонтального електрода – сталевій смуги розміром 40×4 мм, що закладається в землю на глибині 0,5 м.

Вихідні дані для розрахунку штучних заземлювачів зведено до табл. 14.1.

Таблиця 14.1. Вихідні дані для розрахунку заземлення

Вид заземлення	виносне
Довжина вертикального електрода l , м	3
Діаметр вертикального електрода (пруток), м	0,016
Глибина закладання заземлювача в ґрунт h , м	0,5
Питомий опір ґрунту ρ , Ом·м	50
Кліматична зона	III
Розміри горизонтального електрода $b \times c$, мм	40 × 4
Опір заземлювального пристрою $R_{з.в.}$, Ом	4

Розрахунок заземлювача (за допустимим опором заземлювача).

I. Визначаємо значення електричного опору розтіканню струму в землю з одиночного заземлювача:

$$R_{\zeta} = \frac{\rho \cdot K_c}{2 \cdot \pi \cdot l} \left(\ln \frac{2 \cdot l}{d} + 0,5 \cdot \ln \frac{4t + l}{4t - l} \right), \quad (14.1)$$

де ρ – питомий опір ґрунту, Ом · м;

K_c – коефіцієнт сезонності, що враховує промерзання і просихання ґрунту, в нашому випадку дорівнює 2;

l – довжина вертикального електрода, м;

d – діаметр вертикального електрода, м;

t – відстань від поверхні ґрунту до середини вертикального електрода, м.

$$t = h + 0,5 \cdot l, \quad (14.2)$$

де h – глибина закладання заземлювача в ґрунт, м.

$$R_{\hat{r}} = \frac{\rho \cdot \hat{E}_{\hat{n}}}{2 \cdot \pi \cdot l_{\hat{r}}} \ln \frac{l_{\hat{r}}^2}{0,5 \cdot b \cdot h}, \quad (14.6)$$

де b – ширина з'єднувальної смуги, м.

$$R_{\hat{r}} = \frac{50 \cdot 2}{2 \cdot 3,14 \cdot 44,1} \ln \frac{44,1^2}{0,5 \cdot 0,04 \cdot 0,5} = 4,4 \hat{h} .$$

VI. Обчислюємо повне значення опору заземлювального пристрою:

$$R_{\zeta\sigma} = \frac{R_{\zeta} \cdot R_{\hat{r}}}{R_{\zeta} \cdot \eta_{\hat{r}} + R_{\hat{r}} \cdot \eta_{\zeta} \cdot n}, \quad (14.7)$$

де η_{π} – коефіцієнт екранування смуги;

$$R_{3y} = \frac{33,6 \cdot 4,4}{33,6 \cdot 0,46 + 4,4 \cdot 0,58 \cdot 14} = 2,9 \text{ Ом.}$$

Опір $R_{3y} = 2,9$ Ом менше опору, що допускається, рівного 4 Ом. Отже, розрахована система заземлення забезпечує захист при виносній схемі розташування заземлювачів.

					ДП 2026 141	Арк.
						84
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

15. Спецпитання. Методи і засоби забезпечення кібербезпеки в електроенергетиці

15.1. Загальна характеристика

Сучасна електроенергетична система є одним із найбільш складних технічних комплексів, що вирізняється значними масштабами та винятковою роллю у забезпеченні життєдіяльності суспільства. Враховуючи фізичні властивості електричної енергії та високу швидкість перебігу електричних процесів, керування її функціонуванням і забезпечення безпечної експлуатації становлять складне організаційно-технічне завдання. Саме тому засоби захисту електроенергетичного обладнання від аварійних режимів, а також системи автоматизації керування почали впроваджуватися практично одночасно з початком промислового використання електроенергії. У міру розвитку електроенергетики вимоги до цих пристроїв, їх конструктивне виконання та функціональні можливості постійно ускладнювалися й удосконалювалися відповідно до зростаючих потреб споживачів та умов експлуатації.

На сучасному етапі автоматичні та автоматизовані системи захисту і управління (АСЗУ) являють собою складний інтегрований інформаційно-технічний комплекс, що охоплює всі рівні експлуатації електроенергетичних об'єктів і є невід'ємним елементом електроенергетичної інфраструктури.

Інтенсивний розвиток обчислювальної техніки та засобів зв'язку, а також їх широке впровадження в різні галузі техніки, зокрема в автоматизацію об'єктів електроенергетики, зумовили істотні зміни як у технічній базі систем захисту й керування елементами енергосистеми, так і в принципах побудови електромережевого комплексу. Ці зміни відбуваються з урахуванням нових можливостей щодо підвищення рівня керованості та спостережуваності енергетичних процесів.

					ДП 2026 141			
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата	15. Спецпитання. Методи і засоби забезпечення кібербезпеки в електроенергетиці	Літ.	Арк.	Аркушів
Розроб.		Вірченко С.О.					85	
Перевір.		Копилова Л.О.						
Реценз.		Красюк М.І.						
Н. Контр.								
Затверд.		Балюта С.М.						
						<i>ННІП ім. акад. І.С.Гулоого ЗЕЛ-5-3</i>		

Специфіка забезпечення кібербезпеки об'єктів електроенергетики полягає в тому, що ключові фізичні процеси в енергосистемі відбуваються в режимі реального часу, що необхідно обов'язково враховувати під час розроблення та впровадження заходів захисту. Зокрема, у разі виявлення на підстанції підозрілої активності неможливо припинити її функціонування з метою детального аналізу інциденту та подальшого прийняття рішень. Це пояснюється тим, що пристрої релейного захисту та автоматики спрацьовують протягом мілісекунд, а окремі захисні системи працюють у безперервному режимі реального часу (рис. 15.2).



Рис.15.2. Час спрацювання автоматики та релейного захисту

15.2 Проблема кібербезпеки під час переходу до цифрової енергетики

Процеси цифрової трансформації енергетичних систем, упровадження інтелектуальних технологій, застосування датчиків і сенсорів Інтернету речей в енергетиці, а також автоматизація внутрішніх та бек-офісних процесів суттєво збільшують рівень кіберризиків для енергетичних компаній. Водночас, за даними агентства Bloomberg, витрати підприємств енергетичної галузі на протидію кіберзагрозам становлять менш ніж 0,2 % від їхніх доходів, що майже утричі менше порівняно, наприклад, із фінансовим сектором. При цьому

можливі фінансові втрати та репутаційні наслідки у разі компрометації даних або порушення роботи енергетичних об'єктів є надзвичайно значними.

Кіберзагрози в електроенергетиці доцільно класифікувати з урахуванням типів порушників та можливих наслідків їх впливу. У таблиці 1 наведено основні категорії потенційних зловмисників і варіанти негативних наслідків їхніх дій. Слід зазначити, що забезпечення кібербезпеки в електроенергетичній галузі є комплексною та багатоаспектною задачею, оскільки кіберінциденти можуть спричиняти не лише збої в технологічних процесах, але й призводити до фінансових втрат, витоку конфіденційної або персональної інформації, а також до зупинки або дестабілізації бізнес-процесів.

Високий рівень різноманітності характерний і для суб'єктів потенційних атак. Джерелом загроз виступають не лише зовнішні хакери або організовані злочинні угруповання, але й власні працівники підприємства чи партнери. При цьому значна частина інцидентів пов'язана з ненавмисними діями персоналу, що обумовлено недостатнім рівнем обізнаності щодо основних принципів і правил кібербезпеки.

Таблиця 15.1. Категорії зловмисників та категорії можливих наслідків їх дій в сфері кіберзлочинності в енергетиці

Порушники	Рівень загрози						
	Прямі фінансові втрати	Крадіжка персональних даних	Перерви в роботі	Руйнування критичної інфраструктури	Репутаційні втрати	Загрози для життя	Санкції регуляторів
Організована злочинність	Дуже високий	Дуже високий	Низький	Високий	Високий	Високий	Низький
Країни	Низький	Дуже високий	Високий	Дуже високий	Високий	Високий	Дуже високий
Інсайдери, партнери	Високий	Середній	Високий	Дуже високий	Дуже високий	Дуже високий	Дуже високий
Хактивісти	Високий	Середній	Високий	Високий	Високий	Високий	Високий
Конкуренти	Низький	Низький	Низький	Низький	Низький	Низький	Низький
Професійні хакери	Низький	Низький	Низький	Середній	Середній	Середній	Високий

Під час упровадження підходів інтелектуальної та цифрової енергетики необхідно враховувати низку потенційних ризиків, пов'язаних із використанням сучасних інформаційних технологій, оскільки поява нових технологічних рішень супроводжується виникненням нових загроз [16]. До основних ризиків належать:

- зростання складності інформаційних і телекомунікаційних мереж, що призводить до збільшення кількості можливих вразливостей як для цілеспрямованих атак, так і для ненавмисних помилок персоналу;

- інтеграція мереж з іншими мережевими сегментами, які можуть охоплювати кілька «інтелектуальних» доменів, що підвищує імовірність виникнення каскадних відмов та аварій;

- значна кількість взаємопов'язаних програмних компонентів, яка ускладнює структуру програмного забезпечення та підвищує його чутливість до помилок і вразливостей, чим можуть скористатися зловмисники для впровадження шкідливого коду;

- збільшення кількості мережеских вузлів, що супроводжується розширенням числа потенційних точок несанкціонованого доступу до системи.

Окрім навмисних кіберінцидентів, які передбачають цілеспрямовані дії щодо зміни, порушення або блокування роботи комп'ютерних систем, мереж, програмного забезпечення чи інформаційних ресурсів, суттєву загрозу становлять і ненавмисні дії персоналу. Такі дії, які доцільно віднести до проявів «кібернедбалості» [4], можуть бути спричинені недостатнім рівнем цифрової грамотності або ігноруванням вимог кіберзахисту та за своїми наслідками часто не поступаються умисним кібератакам.

Онтологічну структуру кіберзагроз та кібератак наведено на рис. 5.3 [4].

					ДП 2026 141	Арк.
						89
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		



Рис. 15.3. Онтологія кібератак

15.3. Аналіз стану кібербезпеки в системах автоматики та керування енергооб'єктами

Сучасна система захисту та керування енергооб'єктом являє собою інтегрований комплекс, що об'єднує різні технологічні інформаційні підсистеми, зокрема:

- програмно-апаратні засоби автоматизованого диспетчерського керування;
- автоматику регулювання й забезпечення необхідних режимів функціонування енергосистеми;
- системи релейного захисту та автоматики; комплекси протиаварійного автоматичного керування;
- автоматизовані системи управління технологічними процесами; автоматизовані системи обліку електричної енергії;
- засоби контролю показників якості електроенергії;
- системи автоматичного управління керованим силовим обладнанням, а також допоміжні інформаційні системи.

Вразливість АСЗУ об'єктів електроенергетики перед погрозами інформаційної безпеки

Високий ступінь відкритості й інтеграції електроенергетичних систем у поєднанні з активним розвитком і повсюдним впровадженням інформаційних та

інтернет-технологій зумовили появу нових викликів для галузі. Сучасні автоматизовані системи захисту та управління об'єктами електроенергетики є інтегрованими розподіленими обчислювальними системами, які здійснюють обмін даними за відкритими, добре задокументованими протоколами. Ці протоколи розроблялися насамперед з урахуванням функціональних і технологічних переваг, а також зручності експлуатації.

Питанням інформаційної безпеки таких систем тривалий час не надавалося належної уваги через їх низький пріоритет та уявну складність внутрішньої структури АСЗУ для сторонніх осіб. Подібний підхід частково був виправданий у період, коли системи керування електропостачанням реалізовувалися як локальні аналогові підсистеми на базі релейної логіки або як ізольовані рішення із застосуванням закритих протоколів обміну даними.

Проте для сучасних відкритих, глобально інтегрованих і взаємопов'язаних систем, у тому числі таких, що взаємодіють із нетехнологічними корпоративними сервісами, цей підхід є необґрунтованим і короткозорим.

Стандарт МЕК 62351 «Управління електроенергетичними системами та супутній інформаційний обмін. Безпека даних та комунікацій» визначає основні проблеми інформаційної безпеки на об'єктах електроенергетики та причини їх виникнення, які наведені нижче.

Відкритість комунікацій. Між елементами поясних систем захисту та управління, а також між об'єктами силової інфраструктури використовуються відкриті й недостатньо захищені канали зв'язку.

Недостатня автентифікація. Автентифікація взаємодіючих компонентів є слабкою або повністю відсутньою. Унаслідок цього керуючі команди можуть надсилатися сторонніми пристроями з технологічної мережі, телемеханічні засоби – підмінятися, а системи верхнього рівня – отримувати недостовірні дані, що може спричинити помилкові дії диспетчера.

Використання відкритих стандартів і незахищеної передачі даних. Протоколи обміну інформацією базуються на відкритих стандартах, є детально задокументованими та мають загальнодоступні інструменти аналізу, емуляції й програмні реалізації з відкритим вихідним кодом. Це суттєво спрощує дії

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

потенційного зловмисника. Передавані дані не захищені від перехоплення, повторення чи модифікації.

Високий рівень деталізації мережевого обміну. Особливості реалізації протоколів MEK 60870-5-10x та MEK 61850 MMS створюють можливості для виведення з ладу компонентів АСЗУ (SCADA-систем, терміналів РЗА тощо) шляхом надсилання великої кількості некоректних пакетів.

Інтеграція з відкритими мережами. Корпоративні та технологічні мережі сучасних енергооб'єктів мають численні точки перетину на різних рівнях управління, що значно підвищує ризик зовнішнього несанкціонованого доступу до обладнання АСЗУ.

Недостатній рівень знань персоналу з інформаційної безпеки. Невелика кількість фахівців обслуговує значну кількість пристроїв, часто розміщених на віддалених об'єктах без постійної присутності персоналу. При цьому обслуговуючі працівники нерідко не мають базових знань у сфері ІБ.

Небезпечний привілейований віддалений доступ. Для спрощення обслуговування організовується віддалений доступ із повними правами керування, нерідко з недовірених мереж. Такий доступ часто реалізується поза межами проєктних рішень, зокрема з корпоративних робочих станцій, підключених до інтернету.

Відсутність ефективних політик керування доступом. Через велику кількість пристроїв та обмежений персонал ускладнюється реалізація парольних і користувачьких політик. У результаті обладнання тривалий час експлуатується з типовими або стандартними паролями.

Застаріле програмне забезпечення. Програмні засоби, що входять до складу АСЗУ, практично не оновлюються протягом усього терміну експлуатації. Виявлені вразливості усуваються лише у випадках, коли вони безпосередньо впливають на технологічний процес.

Обслуговування з небезпечних робочих станцій. Для технічного обслуговування застосовуються переносні робочі станції (ноутбуки), які одночасно використовуються як корпоративні ПК, тестові середовища для ПЗ або для особистих потреб.

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

Відсутність регулярного контролю конфігурацій і ПЗ. Перевірка налаштувань і програмного забезпечення виконується вручну та з великою періодичністю, зазвичай не частіше одного разу на рік.

Ігнорування вимог ІБ на етапі проєктування. Розроблення пристроїв, програмного забезпечення та систем управління здійснюється без належного врахування аспектів інформаційної безпеки.

Низька стійкість до цілеспрямованих атак. Пристрої АСЗУ мають обмежений рівень захисту від інформаційного злому, оскільки розробники часто не враховують можливість навмисного зовнішнього впливу.

Некоректні налаштування локальних мереж. Недостатня сегментація технологічних ЛОМ і відсутність чіткого контролю доступу між сегментами. У проєктній документації зазвичай не визначені конкретні рішення щодо побудови ЛОМ, що призводить до залежності якості налаштувань від кваліфікації виконавців.

Відсутність захисту передаваних даних. Трафік, що передається відкритими каналами зв'язку, не має криптографічного захисту.

Недостатнє рольове розмежування доступу. Права користувачів часто не відповідають їх посадовим обов'язкам, що створює ризики несанкціонованих дій.

Відсутність контролю запуску програм. Не передбачені проєктні рішення для захисту обчислювальних засобів від несанкціонованого запуску програмного забезпечення. Засоби, що застосовуються поза проєктом, часто є малоефективними.

Недостатній моніторинг подій ІБ. У системах управління відсутні або мають обмежений функціонал засоби реєстрації та аналізу подій інформаційної безпеки, що ускладнює коректну інтерпретацію інцидентів.

Проблеми керування доступом підрядних організацій. Залучення підрядників потребує гнучких механізмів тимчасового доступу до обмеженого переліку обладнання та гарантованого його скасування після завершення робіт.

Тривалий життєвий цикл уразливих компонентів. Термін експлуатації систем захисту та управління становить 20–30 років, що призводить до

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

Підхід до побудови архітектури кібербезпеки базується на принципах комплексності та орієнтації на бізнес-потреби. Ключовою ознакою зрілої архітектури є глибока інтеграція кібербезпеки в бізнес-процеси та систему технологічного управління. Захист інформації при цьому розглядається не як ізольована функція, а як сервісна складова, що забезпечує досягнення стратегічних цілей енергетичної компанії, зокрема надійність енергопостачання, мінімізацію простоїв, ефективне використання ресурсів і збереження ділової репутації.

Основними принципами такого підходу є:

- **багаторівнева структура та сегментація** – реалізація захисту на всіх рівнях, від мережевого периметра до прикладних систем і обладнання, з чітким розмежуванням зон доступу та відповідальності;

- **формування довіреного середовища** – забезпечення контролю цілісності й автентичності компонентів, застосування національних криптографічних алгоритмів і платформ, а також гарантування суверенітету даних;

- **автоматизація та аналітичні засоби** – використання систем моніторингу, платформ SIEM і SOAR для своєчасного виявлення інцидентів та оперативного реагування на них;

- **ризик-орієнтоване управління** – прийняття рішень на основі оцінки вразливостей, проведення кібернавчань і розроблення планів забезпечення безперервності бізнесу;

- **навчання персоналу та формування культури безпеки** – активне залучення інженерів, розробників і керівного складу до питань кіберзахисту на всіх рівнях управління.

Далі розглянемо ключові складові кібербезпечної архітектури та їх основні характеристики.

1. Захист мережевого периметра та внутрішніх мереж

Сучасні архітектурні рішення передбачають використання не лише класичних міжмережєвих екранів і систем виявлення вторгнень, а й глибоку сегментацію мереж за рівнем критичності, впровадження віртуальних локальних

									Арк.
									95
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата					

мереж та застосування моделей zero trust. Вітчизняні енергетичні компанії дедалі частіше переходять на національні програмно-апаратні рішення, що забезпечують відсутність прихованих механізмів доступу та підвищують рівень технологічної незалежності.

2. Забезпечення довіреного середовища апаратних і програмних компонентів

Особливий акцент робиться на безпеці ланцюга постачання: кожен елемент апаратного забезпечення та програмних продуктів проходить процедури перевірки, валідації та сертифікації. Застосовуються механізми контролю процесу завантаження, TRM-модулі та апаратне коріння довіри, що дає змогу підтвердити цілісність системного програмного забезпечення й унеможливити несанкціоноване втручання.

3. Програмні засоби та системи керування безпекою

Комплексні платформи управління кібербезпекою (SIEM і SOAR) забезпечують централізований збір журналів подій, поведінковий аналіз і автоматизацію реагування на інциденти. Такі рішення адаптовані до особливостей енергетичної галузі, зокрема високої критичності технологічних процесів, необхідності безперервної роботи та значного обсягу тривожних подій.

4. Захист прикладних сервісів і даних

Передбачається забезпечення цілісності протоколів обміну, шифрування каналів зв'язку із застосуванням національних криптографічних алгоритмів, а також реалізація рольового й контекстного контролю доступу. Формуються довірені канали взаємодії між системами з можливістю проведення аудиту та подальшого ретроспективного аналізу подій.

5. Організаційні заходи та взаємозв'язок із бізнес-процесами

Архітектура інформаційної безпеки відповідає вимогам ДСТУ та міжнародних стандартів (серія ISO/IEC 27000), передбачає впровадження процесів управління інцидентами, змінами та забезпечення безперервності бізнесу з урахуванням галузевої специфіки енергетики й регуляторних вимог. Визначальною складовою є підготовка персоналу та формування культури

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

безпеки на всіх рівнях – від розробників програмного забезпечення до вищого керівництва.

6. Безпечна розробка як елемент архітектури

Сучасна енергетика дедалі більше орієнтується на створення власних програмних продуктів і компонентів, що зумовлює необхідність впровадження принципів безпечної розробки. Формування відповідної культури стає критично важливим елементом архітектури кібербезпеки, адже без інтегрованих практик secure development програмні рішення не здатні ефективно протистояти актуальним загрозам.

15.5. Інтелектуальна система аналізу загроз та оцінки ризиків порушення кібербезпеки енергетичних об'єктів

Запропонована система призначена для проведення аудиту інформаційної безпеки об'єкта з метою ідентифікації його кіберуразливостей і найбільш імовірних кіберзагроз (зокрема типових, або тривіальних атак), формування ймовірнісних сценаріїв виникнення екстремальних ситуацій у разі реалізації зазначених загроз, оцінювання ризиків таких ситуацій, а також визначення критичних об'єктів шляхом ранжування ризиків екстремальних подій.

Інтелектуальна система (рис. 4) складається з трьох ключових функціональних компонентів:

а) експертної підсистеми, що забезпечує проведення аудиту безпеки підприємства та виявлення найбільш критичних кіберуразливостей інформаційно-технологічної системи об'єкта;

б) модуля Байєсовських мереж, призначеного для аналізу вразливостей, загроз (кібернетичних, пов'язаних з енергетичною безпекою, а також зовнішніх щодо об'єкта – з боку навколишнього середовища та суміжних об'єктів) і наслідків їх реалізації або поєднання, що можуть призвести до виникнення екстремальної ситуації;

в) модуля оцінювання ризиків настання екстремальних ситуацій.

										ДП 2026 141	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата							97

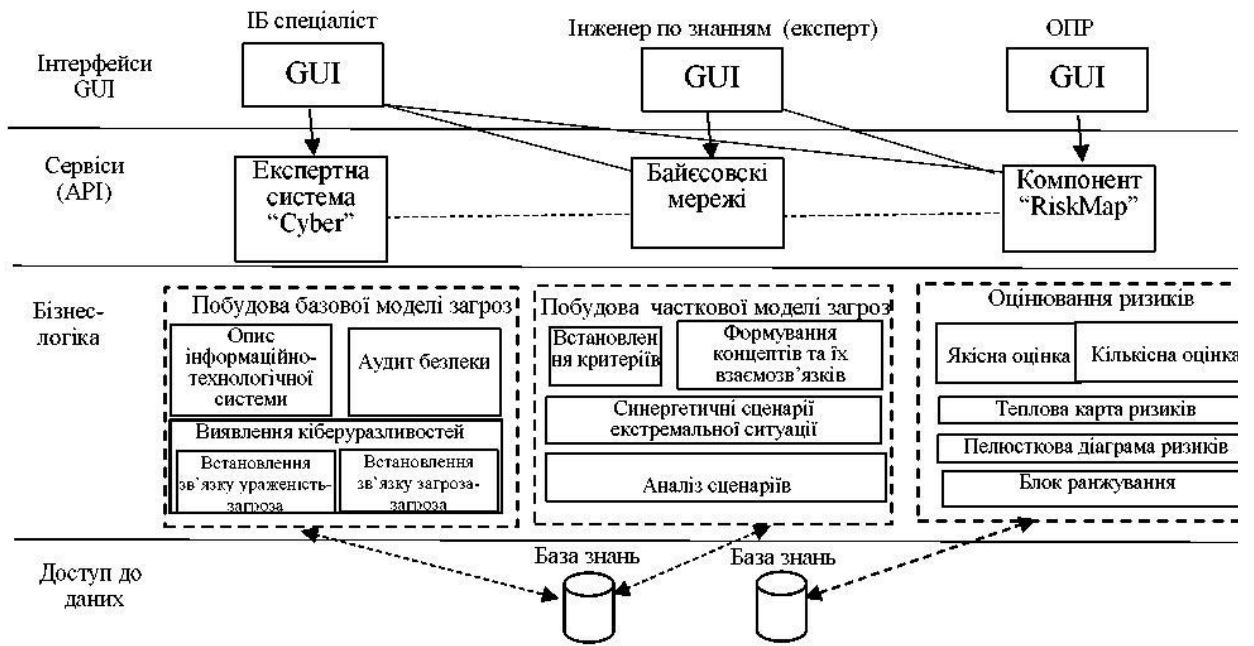


Рис. 15.4. Архітектура інтелектуальної системи для аналізу загроз та оцінки ризиків порушення ІТ безпеки ЕК

Байєсівські мережі довіри застосовуються як ефективний інструмент для дослідження потенційних екстремальних ситуацій в електроенергетиці з урахуванням факторів кібербезпеки. Для аналізу загроз, реалізація яких може призвести до виникнення екстремальних подій в енергетичній галузі, пропонується використання сценарного підходу.

На теперішній час розроблено експертну систему «Cyber», структурна архітектура якої представлена на рис. 15.5 [18].

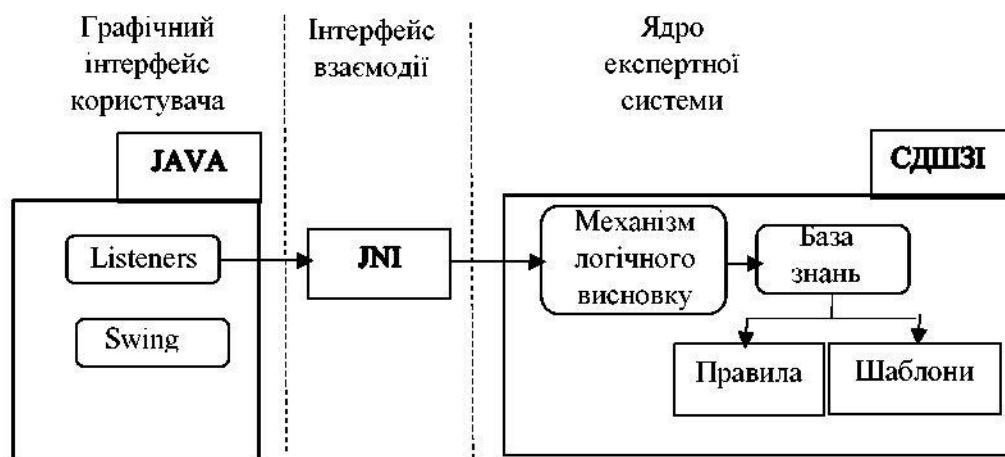


Рис.15.5. Архітектура експертної системи Cyber

Графічний інтерфейс користувача (GUI) забезпечує візуалізацію даних і обробку подій взаємодії та реалізований мовою високого рівня Java з використанням бібліотеки Swing. Взаємодія між інтерфейсом користувача та експертним ядром здійснюється через механізм JNI, який забезпечує запуск коду у віртуальній машині Java та обмін даними з середовищем CLIPS. Ядро експертної системи створене на базі програмного середовища CLIPS і виконує функції логічного виведення та зберігання бази знань.

Для подальшого розвитку експертної системи передбачається формування пакета документації — паспорта безпеки, який містить вичерпні відомості про інформаційну інфраструктуру об'єкта. На основі принципів ризик-менеджменту запропоновано ризик-орієнтований підхід, що враховує можливі збитки внаслідок пошкодження або знищення об'єкта з використанням якісних і кількісних показників, а також імовірність виходу з ладу його компонентів з урахуванням потенційного розвитку каскадних аварій. Ризики подаються у вигляді трійки станів:

$$R = \{T, V, D\},$$

де T – погрози, V – уразливості, D – збитки при реалізації загрози.

Загрози описуються через імовірності виникнення подій, які можуть призвести до критичних станів. Реалізація загроз у сфері кібербезпеки здатна ініціювати або посилювати інші загрози енергетичній безпеці. Послідовність виникнення та взаємозв'язок таких загроз формують сценарій розвитку критичної ситуації, який доцільно відображати у вигляді ациклічного графа. Для моделювання сценаріїв реалізації кіберзагроз пропонується застосовувати байєсівські мережі довіри, у яких імовірності подій, що зумовлюють настання критичних ситуацій, задаються у вигляді умовних імовірностей. Структуризація сценарію за рівнями екстремальних ситуацій наведена на рис. 15.6.

									Арк.
									99
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата	ДП 2026 141				

ПКЗ for Nodes

ПКЗ for Nodes є спеціалізованим програмним рішенням, призначеним для використання у промислових системах. Воно розроблене з метою захисту серверів АСУ ТП, операторських панелей, а також робочих станцій інженерів і операторів, що функціонують під управлінням операційної системи Windows.

Основні функціональні можливості ПКЗ for Nodes включають:

- **Механізм білих списків програмного забезпечення (контроль запуску застосунків)** – забезпечує блокування виконання будь-яких програм, за винятком тих, що явно дозволені. Для спрощення впровадження передбачено тестовий режим роботи, який зменшує ризик помилок на початковому етапі експлуатації.

- **Контроль підключення пристроїв** – надає адміністраторам можливість визначати перелік дозволених для підключення пристроїв у захищених промислових системах. Даний механізм запобігає несанкціонованому доступу та підтримує використання масок для зручного керування списками пристроїв.

- **Моніторинг бездротових мереж** – забезпечує виявлення та фіксацію спроб підключення до неавторизованих Wi-Fi мереж.

- **Засоби виявлення шкідливого програмного забезпечення**, у тому числі програм-шифрувальників, які поєднують сигнатурні та евристичні методи захисту й забезпечують протидію відомим, невідомим і складним загрозам. Технологія «Анти-Криптор» спрямована на запобігання атакам ransomware.

- **Міжмережевий екран** – обмежує можливості несанкціонованих мережевих підключень до вузлів промислової інфраструктури.

- **Контроль цілісності ПЛК** – реалізує додатковий рівень захисту конфігурації програмованих логічних контролерів шляхом регулярної перевірки змін у проєктах.

Після впровадження в інфраструктуру ПКЗ for Nodes здійснює централізоване керування через консоль Security Center, яка забезпечує такі функціональні можливості:

					ДП 2026 141	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		101

- Централізоване адміністрування захисту та політик безпеки – дає змогу формувати єдині політики інформаційної безпеки, а також налаштовувати параметри захисту як для окремих вузлів, так і для груп обладнання.

- Єдине керування оновленням антивірусних баз на захищених вузлах мережі, у тому числі в умовах ізольованої від Інтернету технологічної мережі. Це дозволяє підтримувати актуальний рівень захисту шляхом оновлення агентів із централізованого сервера керування, розміщеного в технологічному сегменті. Оновлення можуть надходити безпосередньо з Інтернету, через проміжний вузол у IT-мережі або DMZ, а також передаватися адміністратором за допомогою зовнішніх носіїв.

- Попереднє тестування оновлень перед їх розгортанням – забезпечує перевірку сумісності оновлень із промисловим програмним забезпеченням до їх поширення на вузли технологічної мережі.

- Розмежування прав доступу до керування політиками та агентами захисту – унеможливорює несанкціоновані зміни параметрів безпеки на сервері управління, а також запобігає відключенню захисту чи зміні налаштувань на кінцевих пристроях.

- Централізований збір і аналіз подій інформаційної безпеки з усіх вузлів мережі – дозволяє здійснювати комплексний аналіз інцидентів, точно визначати їх причини та планувати ефективні заходи реагування на загрози.

Варто підкреслити, що архітектура та принципи роботи ПКЗ for Nodes спроектовані таким чином, щоб не чинити впливу на технологічні процеси підприємства.

ПКЗ for Networks

ПКЗ for Networks – це спеціалізований програмно-апаратний комплекс, призначений для моніторингу мережного обміну між вузлами промислової мережі систем захисту та управління. Рішення забезпечує виявлення й реєстрацію аномальних та критично важливих з погляду безпечної експлуатації електроустановок і безперервності електропостачання інформаційних подій. У разі фіксації відхилень ПКЗ for Networks інформує обслуговуючий персонал, зокрема фахівців з інформаційної безпеки.

					ДП 2026 141	Арк.
						102
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

Основні функціональні можливі рішення.

1. Моніторинг цілісності технологічної локальної обчислювальної мережі (ЛОМ):

- Режим самонавчання, що дозволяє автоматично виявляти та реєструвати всі наявні вузли технологічної ЛОМ і комунікації між ними з формуванням еталонної моделі мережі, яка надалі використовується для контролю змін.

- Виявлення та реєстрація підключення нових мережних пристроїв у контрольованих сегментах технологічної мережі.

- Фіксація нових мережних взаємодій між вузлами за такими параметрами, як адреси відправника та отримувача, використовувані протоколи, порти, кількість допустимих з'єднань тощо.

- Виявлення мережних підключень до інтелектуальних електронних пристроїв (ІЕУ) із використанням прикладних технологічних протоколів, що застосовуються для їх конфігурування.

2. Аналіз прикладних технологічних протоколів

Система забезпечує розбір, аналіз і реєстрацію значущих повідомлень прикладних промислових протоколів відповідно до заданої конфігурації та з урахуванням їх потенційного впливу на технологічний процес, зокрема:

- виявлення команд телеуправління обладнанням електроустановок (наприклад, увімкнення або вимкнення комутаційних апаратів) з використанням промислових протоколів МЕК 61850 та МЕК 60870-5-104;

- виявлення команд телекерування параметрами функціонування систем захисту та управління, зокрема перемикання груп уставок, переданих за протоколами МЕК 61850 і МЕК 60870-5-104;

- реєстрацію фактів управління та параметрування ІЕУ сервісним програмним забезпеченням через контрольований сегмент мережі із застосуванням як стандартних, так і спеціалізованих протоколів;

- моніторинг повідомлень телевимірювань і телесигналізації.

3. Зберігання інформації про події:

- ПКЗ for Networks забезпечує збереження виявлених подій у внутрішній захищеній базі даних;

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

- глибина зберігання інформації визначається налаштованим терміном зберігання та максимально допустимим розміром архіву подій.

4. Інтеграція з зовнішніми системами та сповіщення користувачів:

- рішення може бути інтегроване як компонент у системи управління подіями інформаційної безпеки вищого рівня (SIEM), зокрема HP ArcSight, або в інші зовнішні системи, що підтримують стандарт обміну подіями Syslog;

- додатково передбачена можливість сповіщення відповідальних осіб за допомогою електронної пошти та SMS-повідомлень.

Застосування ПКЗ for Networks дозволяє виявляти більшість подій у технологічній мережі, які можуть входити до сценаріїв порушення інформаційної безпеки. Це забезпечує своєчасне інформування персоналу про потенційні інциденти, а також створює умови для детального та об'єктивного розслідування технологічних порушень.

Наявність ПКЗ for Networks дає змогу точно визначати причини технологічних збоїв і, відповідно, впроваджувати ефективні заходи для їх запобігання в майбутньому або мінімізації наслідків.

Схема розгортання засобів забезпечення інформаційної безпеки ПКЗ for Nodes та ПКЗ for Networks на сучасній електричній підстанції

Схема, наведена на рис. 7, ілюструє варіант розгортання апаратного та програмного забезпечення засобів забезпечення інформаційної безпеки – ПКЗ for Networks та ПКЗ for Nodes.

					ДП 2026 141	Арк.
						104
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

SCADA-системи та шлюзів телемеханіки, через які здійснюється передача інформації на вищі рівні диспетчерського управління.

Крім того, у межах цього сегмента ЛОМ реалізується обмін даними між серверами SCADA та підстанційними контролерами, а також забезпечується сервісний доступ до обладнання системи захисту та управління з використанням інженерного програмного забезпечення.

Сервісний доступ до обладнання може здійснюватися як локально, так і дистанційно. Локальний доступ реалізується за допомогою ноутбука шляхом безпосереднього підключення до ІЕУ або через підключення до ЛОМ шини станції. Віддалений сервісний доступ можливий з автоматизованого робочого місця оператора (АРМ).

Оперативний обмін даними між мережевими вузлами у штатному режимі функціонування виконується з використанням протоколу МЕК 61850 MMS. Сервісні комунікації, пов'язані з параметруванням пристроїв системи захисту та управління, здійснюються за внутрішніми прикладними протоколами виробника обладнання, тоді як зчитування файлів осцилограм реалізується за протоколом FTP.

Фізично сегмент ЛОМ шини процесу побудований у вигляді опорного кільця, сформованого двома взаємопов'язаними комутаторами. Усі пристрої підключаються до опорних комутаторів як вузли подвійного приєднання (Double Attached Node, DAN), що усуває наявність єдиної точки відмови та підвищує загальну надійність мережі.

ІЕУ оснащені вбудованими комутаторами та об'єднуються у ланцюжки, кінцеві вузли яких підключаються до опорних комутаторів. Завдяки цьому трафік між пристроями в межах одного ланцюжка не проходить через опорні комутатори.

Керування мережею з кільцевою топологією здійснюється з використанням протоколу RSTP або його модифікованої версії, реалізованої виробником обладнання. Для забезпечення віддаленого сервісного доступу в даному сегменті мережі встановлено маршрутизатор/брандмауер, який також виконує функції кінцевої точки VPN-з'єднання.

					ДП 2026 141	Арк.
						106
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

Другий сегмент – сегмент автоматизованих робочих місць (АРМ) – також є локальною обчислювальною мережею з кільцевою топологією та призначений для обміну даними між АРМ і серверами SCADA. Взаємодія з вищими рівнями диспетчерського управління реалізується безпосередньо шляхом підключення підстанційних контролерів до каналоутворювального обладнання через маршрутизатор. Передавання інформації при цьому здійснюється з використанням протоколу МЕК 60870-5-104.

Для забезпечення повного контролю функціонування зазначеної технологічної ЛОМ необхідно встановити та підключити обчислювальні засоби з інстальованим програмно-комплексним засобом ПКЗ for Networks у кожному виділеному мережевому сегменті.

Відповідно до наведеної схеми передбачається розгортання трьох серверів ПКЗ for Networks: для сегмента шини станції, сегмента АРМ, а також для каналів зв'язку з вищими рівнями управління.

Підключення серверів ПКЗ for Networks потребує переналаштування комутаційного обладнання з метою дзеркалювання (перенаправлення) мережевого трафіку всіх пристроїв на відповідні сервери моніторингу.

Мережеві інтерфейси серверів ПКЗ for Networks працюють виключно в режимі прийому даних і не мають можливості впливати на функціонування системи захисту та управління.

Засоби ПКЗ for Networks виконують первинну обробку мережевого трафіку та виявлення аномальних подій. Результати аналізу передаються захищеним каналом довіреної мережі у зашифрованому вигляді на сервер Центру інформаційної безпеки, де здійснюється агрегація інформації та формується підсумковий перелік виявлених інцидентів.

Для забезпечення захисту обчислювальних засобів автоматизованих систем захисту та управління, а також компонентів системи інформаційної безпеки, що функціонують під керуванням операційної системи Windows, на кожен із них встановлюється програмне забезпечення ПКЗ for Nodes.

					ДП 2026 141	Арк.
						107
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

Список використаної літератури:

1. В.Є. Шестеренко. Системи електроспоживання та електропостачання промислових підприємств. Підручник. –Вінниця: Нова Книга, 2004. – 656 с.
2. О.М. Сірий, В.Є. Шестеренко Розрахунки при проектуванні та реконструкції систем електропостачання промислових підприємств: Навч. посібник.- Київ: ІСДО, 1993. – 592 с.
3. Сірий О.М. Системи електроспоживання: розрахунки, вибір обладнання. Навч. Посібник.- К.: НУХТ, 2011. – 319 с.
4. ДСНіП «Гігієнічна класифікація праці за показниками шкідливості та небезпечності факторів виробничого середовища, важкості та напруженості трудового процесу». Наказ МОЗ № 248 від 08.04.2014.
5. ДСТУ-Н Б А 3.2-1: 2007 Настанова щодо визначення небезпечних і шкідливих факторів та захисту від їх впливу при виробництві будівельних матеріалів і виробів та їх використання в процесі зведення та експлуатації об'єктів будівництва. URL: <https://profidom.com.ua/a-3/a-3-2/824-dstu-n-b-a-3-2-12007-nastanova-shhodo-viznachenna-nebezpechnih-i-shkidlivih-faktoriv->.
6. Правила улаштування електроустановок (ПУЕ). Затверджено Наказом Міністерства енергетики та вугільної промисловості України від 21.07.2017 р. № 476.
7. НАПБ А.01.001-14. Правила пожежної безпеки в Україні. К.: МВС України, 2014. 47 с.
8. ДСТУ 8828:2019 Пожежна безпека. Загальні положення. URL: <https://dwg.ru/dnl/15125>.
9. ДСТУ 8829:2019 Пожежовибухонебезпечність речовин і матеріалів. Номенклатура показників і методи їхнього визначення. Класифікація. URL: <https://www.alutal.com.ua/wp-content/uploads/2021/02/dstu-8829-2019-1.pdf>.

					ДП 2026 141			
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата	Список використаної літератури	Літ.	Арк.	Аркушів
Розроб.	Вірченко С.О.							108
Перевір.	Копилова Л.О.							
Реценз.	Красюк М.І.							
Н. Контр.								
Затверд.	Балюта С.М.				<i>ННІТІ ім. акад. І.С.Гулого ЗЕЛ-5-3</i>			

10. ДСТУ Б В.1.1-36:2016 Визначення категорій приміщень, будинків та зовнішніх установок за вибухопожежною та пожежною небезпек. URL: https://dbn.co.ua/load/normativy/dstu/dstu_b_v_1_1_36/5-1-0-1759.

11. Наказ Міністерства внутрішніх справ України «Про затвердження Правил експлуатації та типових норм належності вогнегасників». URL: <https://zakon.rada.gov.ua/laws/show/z0225-18#Text>.

12. Leszczyna R. Standards on cyber security assessment of smart grid / Rafał Leszczyna. // International Journal of Critical Infrastructure Protection. – 2018. – №22. – P.70–89.

13. Maziku H. Security risk assessment for SDN-enabled smart grids / H. Maziku, S. Shetty, D. M.Nicol. // Computer Communications. – 2019. – №133. – P. 1–11.

14. Гончар С.Ф. Дослідження проблеми кіберживучості Об'єднаної енергосистеми України / Герасимов Р.П., Ткаченко В.В. // Електронне моделювання. – 2019. – Т.41. – №1. – С.43-53.

15. Гончар С.Ф. Наслідки можливих кібератак на об'єкти критичної інфраструктури. / Леоненко Г.П. // Information Technology and Security, January-June, Vol. 4, Iss.1(6), 2016. – P. 108-113.

16. Гончар С.Ф., Ониськова А.В. Актуальність забезпечення кібербезпеки сучасних електроенергетичних об'єктів з використанням інтелектуальних мереж Smart Grid : Збірник тез XXXVII науково-технічної конференції молодих вчених та спеціалістів ІПМЕ ім. Г.Є. Пухова НАН України, Київ, 2019. – С. 72.

17. Nafi N. S., Ahmed K., Gregory M. A., Datta M. A survey of smart grid architectures, applications, benefits and standardization. Journal of Network and Computer Applications. 2016. Vol. 76. Pp. 23-36.

18. Shahinzadeh H., Azani S., Baghernezhad A., Mehrabani-Najafabadi S., Gharehpetian G. B., Jurado F. Cyber Threats and Resilience in Smart Grids and Microgrids: A Cybersecurity Perspective on Challenges and Innovations. In 2024 19th Iranian Conference on Intelligent Systems (ICIS). 2024. Pp. 299-308).

					ДП 2026 141	Арк.
						109
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

19. Hasan M. K., Habib A. A., Shukur Z., Ibrahim F., Islam S., Razzaque M. A. Review on cyber-physical and cyber-security system in smart grid: Standards, protocols, constraints, and recommendations. Journal of network and computer applications. 2023. Vol. 209. Pp.103540.

20. Weerakkody S., Sinopoli B. Challenges and opportunities: Cyber-physical security in the smart grid. Smart grid control: overview and research opportunities. 2019. Pp. 257-273.

21. Zhang H., Liu B., Wu H. Smart grid cyber-physical attack and defense: A review. IEEE Access. 2021. Vol. 9. Pp. 29641-29659.

22. Narayanan S. N., Khanna K., Panigrahi B. K., Joshi A. Security in smart cyber-physical systems: a case study on smart grids and smart cars. In Smart cities cybersecurity and privacy. 2019. Pp. 147-163. Elsevier.

23. Wadhawan Y., AlMajali A., Neuman C. A comprehensive analysis of smart grid systems against cyber-physical attacks. Electronics. 2018. Vol. 7(10). P. 249.

24. Alrowaili Y., Saxena N., Srivastava A., Conti M., Burnap P. A review: Monitoring situational awareness of smart grid cyber-physical systems and critical asset identification. IET Cyber-Physical Systems: Theory & Applications. 2023. Vol. 8(3). Pp. 160-185.

25. Manias D. M., Sabe, A. M., Radaideh M. I., Gaber A. T., Maniatakos M., Zeineldin H., El-Saadany E. F. Trends in Smart Grid Cyber-Physical Security: Components, Threats and Solutions. IEEE Access. 2024.

					ДП 2026 141	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		110