

**НАЦІОНАЛЬНИЙ ТЕХНІЧНИЙ УНІВЕРСИТЕТ УКРАЇНИ
«КИЇВСЬКИЙ ПОЛІТЕХНІЧНИЙ ІНСТИТУТ
імені ІГОРЯ СІКОРСЬКОГО»**

Навчально-науковий інститут енергозбереження та енергоменеджменту

Кафедра електропостачання

ЗАТВЕРДЖУЮ

В.о. завідувач кафедри

_____ Денис ДЕРЕВ'ЯНКО

«__» _____ 2023 р.

Дипломний проєкт

на здобуття ступеня бакалавра

Спеціальність 141 Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка

Освітня програма: Системи забезпечення споживачів електричною енергією

на тему: «Автоматизована система обліку електроенергії територіально розосереджених об'єктів»

Виконав :

студент IV курсу, групи ОЕ-91

Олександр АЛГАЄВ _____

Керівник:

Доцент Василь КАЛІНЧИК _____

Консультанти:

Охорона праці та пожежна безпека д.т.н., Лариса ТРЕТЯКОВА _____

(назва розділу)

(вчені ступінь та звання, прізвище, ініціали)

(підпис)

Нормоконтроль _____

(назва розділу)

(вчені ступінь та звання, прізвище, ініціали)

(підпис)

Рецензент _____

(вчені ступінь та звання, прізвище, ініціали)

(підпис)

Засвідчую, що у цьому дипломному проєкті
немає запозичень з праць інших авторів без
відповідних посилань.

Студент _____

Київ – 2023 року

Національний технічний університет України
«Київський політехнічний інститут імені Ігоря Сікорського»
Інститут енергозбереження та енергоменеджменту
Кафедра електропостачання

Рівень вищої освіти – перший (бакалаврський)

Спеціальність 141 Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка

Освітня програма: Системи забезпечення споживачів електричною енергією

ЗАТВЕРДЖУЮ

В.о. завідувач кафедри

_____ Денис ДЕРЕВ'ЯНКО

« ____ » _____ 2023 р.

ЗАВДАННЯ

на дипломний проєкт студенту

Алгасву Олександрю Зауровичу

1. Тема проєкту «Автоматизована система обліку електроенергії територіально розосереджених об'єктів»,

керівник проєкту доцент Василь КАЛІНЧИК, затверджені наказом по університету від «31» травня 2023 р. №2097-с

2. Термін здачі студентом закінченого проєкту “ 16” червня 2023 р.

3. Вихідні дані до проєкту: Схема електропостачання, дані про навантаження промислового цеху, тип та довжини кабельних ліній

4. Перелік розділів, які мають бути розроблені

- а) Загальна частина - Загальні відомості про конструкцію автоматичної системи обліку.
- б) Електрична частина: - Вибір елементів системи електропостачання.
- в) Релейний захист: - Вибір елементів захисту електричної мережі.
- г) Автоматизована система обліку територіально-розосереджених об'єктів.
- д) Охорона праці:- Охорона праці та пожежна безпека під час монтажу засобів силової електроніки у ТП.

5. Перелік графічного (ілюстративного) матеріалу

1. Загальна схема мережі.
2. Схема живлення цеху.
3. Схема децентралізованої системи АСКОЕ.
4. Детальна схема обліку електроенергії підприємства.

6. Консультанти розділів проєкту

Розділ (частина)	Прізвище, ініціали та посада консультанта	Підпис, дата	
		завдання видав	завдання прийняв
<i>Релейний захист та автоматика</i>	<i>к.т.н., доц. Калінчик В.П.</i>		
<i>Розрахунки токів к.з.</i>	<i>к.т.н., доц. Бєлоха Г.С</i>		
<i>Охорона праці та пожежна безпека</i>	<i>д.т.н., проф. Третькова Л.Д.</i>		
<i>Нормоконтроль</i>			

7. Дата видачі завдання “17” травня 2023 р.

КАЛЕНДАРНИЙ ПЛАН-ГРАФІК

виконання дипломного проєкту

студентом Алгасв О.З.

(прізвище, ініціали)

№ з/п	Назва етапів виконання дипломного проєкту (роботи)	Строк виконання етапів проєкту	Позначки керівника про виконання завдань
1	Розрахунок електричної частини	21.05.-05.06.23	
2	Розрахунок токів короткого замикання	25.05-27.05.23	
3	Розрахунок релейної частини	27.05-04.06.23	
4	Розрахунок автоматична система обліку електроенергії територіально-розосереджених об'єктів	25.05-10.06.23	
5	Розрахунок частини охорони праці та пожежної безпеки	04.06-10.06.23	
6	Підготовка графічного матеріалу	10.06.-13.06.23	
7	Захист дисертації	20.06.23	

Студент

Керівник проєкту

Олександр АЛГАСВ

Василь КАЛІНЧИК

РЕФЕРАТ

Дипломний проєкт на тему «Автоматизована система обліку електроенергії територіально розосереджених об'єктів», проєкт складається зі 93 сторінки основного тексту, має 20 рисунків, 34 таблиць, 17 бібліографічних посилань, 5 додатків та 4 креслення.

Під час виконання дипломного проєкту було здійснено розрахунки та визначено навантаження промислового цеху підприємства, а також встановлені його параметри та характеристики. В процесі цього процесу були обрані живильні мережі з напругою вище та нижче 1 кВ, силові трансформатори для напруги та трансформатори струму, а також встановлено апаратуру захисту та автоматику. Були також проведені розрахунки струмів короткого замикання як на високих, так і на низьких напругах. Для цеху були розроблені креслення електричної мережі та локальної мережі підприємства.

У контексті спеціалізованих вимог були розглянуті системи автоматизованого контролю та обліку енергоресурсів (АСКОЕ), а також було обрано конкретну систему для обліку та контролю електричної енергії в цеху. Цей вибір включав вибір лічильника, вимірювальних трансформаторів струму та бази даних для зберігання первинних даних.

Ключові слова: система АСКОВЕ, ВИМІРЮВАЛЬНІ ТРАНСФОРМАТОРИ, КОРОТКЕ ЗАМИКАННЯ, ОХОРОНА ПРАЦІ, ОБЛІК ЕЛЕКТРОЕНЕРГІЇ ПІДПРИЄМСТВА.

REPORT

The thesis on "Automated system of electricity metering of geographically dispersed objects", the project consists of 93 pages, has 20 figures, 34 tables, bibliography with 17 references, 6 appendices and 4 drawings.

During the implementation of the diploma project, calculations were made and the load of the industrial workshop of the enterprise was determined, as well as its parameters and characteristics were established. During this process, power supply networks with voltages above and below 1 kV, power transformers for voltage and current transformers were selected, and protection equipment and automation were installed. Short-circuit currents were also calculated at both high and low voltages. For the shop, drawings were developed for the power grid and the enterprise's local network.

In the context of specialized requirements, automated energy control and metering (AECM) systems were considered, and a specific system was selected for metering and controlling electricity in the shop. This choice included the selection of a meter, current measuring transformers, and a database for storing primary data.

Key words: AMR system, CURRENT TRANSFORMERS, SHORT CIRCUIT, LABOR SAFETY, ENTERPRISE ELECTRICITY MISERIALIZATION.

ЗМІСТ

ВСТУП.....	9
1 ЗАГАЛЬНІ ВІДОМОСТІ ПРО ОБ'ЄКТ ДОСЛІДЖЕННЯ ЗА ТЕМОЮ ДИПЛОМУ	10
1.1 Загальні відомості про автоматичну систему обліку електроенергії.....	10
1.2 Вибір системи контролю електроспоживання і обліку електроенергії	11
2 РОЗРОБКА ЗАГАЛЬНОЇ СХЕМИ ЕЛЕКТРОПОСТАЧАННЯ ПРОМИСЛОВОГО ЦУХУ.....	13
2.1 Умови проєктування:	13
2.2 Розрахунок електричних навантажень цеху	19
2.3 Вибір трансформаторів і засобів компенсації реактивної потужності	31
2.4 Визначення центра навантаження об'єкту проєктування	32
2.5. Розрахунок живлячих і розподільних мереж	34
2.6. Вибір комутаційної апаратури розподільчої мережі	43
2.7. Розрахунок струмів короткого замикання	46
2.8. Релейний захист та автоматика (РЗА).....	62
2.9 Організація обліку електричної енергії на об'єкті проєктування	64
2.10 Економічні характеристики проєкту	64
3 АВТОМАТИЗОВАНА СИСТЕМА ОБЛІКУ ЕЛЕКТРОЕНЕРГІЇ ТЕРИТОРІАЛЬНО-РОЗОСЕРЕДЖЕНИХ ОБ'ЄКТІВ	67
3.1 Загальні положення	67
3.2 Схематичне зображення об'єкту дослідження.....	73
3.3 Безпека системи.....	75
3.4 Вибір програмно-технічного комплексу.....	76
3.4 Схематичне зображення верхнього та нижнього рівня системи.....	79
3.5 Кошторис встановлення системи обліку ІТЕК-210.....	80
4 ОХОРОНА ПРАЦІ ТА ПОЖЕЖНА БЕЗПЕКА ПІД ЧАС МОНТАЖУ АВТОМАТИЗОВАНОЇ СИСТЕМИ ОБЛІКУ	82
4.1 Загальна характеристика об'єкта, технічні характеристики серійного енергетичного устаткування та систем енергопостачання.....	82
4.2 Перелік робіт, які плануються до виконання, та показники умов праці для таких робіт	83
4.3 Визначення необхідних технічних та організаційних заходів з безпеки праці	85

4.4 Вибір засобів індивідуального захисту для мінімізації небезпечних чинників під час монтажу системи АСКОЕ.....	86
4.5 Вибір заходів із запобігання виникненню пожеж.....	87
4.6 Розрахунок захисного заземлення	88
ВИСНОВКИ.....	91
СПИСОК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ	92
Додаток А.....	94
Додаток Б.....	95
Додаток В	96
Додаток Г.....	97
Додаток Д.....	98

ВСТУП

Цей дипломний проєкт спрямовувався на впровадження автоматизованої системи обліку та контролю електричної енергії у територіально-розосереджених об'єктах. Вибір цієї теми обумовлений важливістю оперативного контролю та дотримання лімітів в години навантаження енергосистеми для забезпечення стабільної роботи мережі електропостачання. Тому дослідження та впровадження необхідних заходів у цьому напрямку є критичними.

Об'єктом дослідження є цех з обробки корпусних деталей, а предметом є впровадження автоматизованої системи обліку та контролю. Основні завдання проєкту включають:

- 1) Аналіз загальних відомостей про приміщення цеху та його характеристики.
- 2) Розробку загальної схеми електропостачання підприємства та вибір необхідних комутаційних апаратів.
- 3) Вирішення практичних задач, пов'язаних з релейним захистом, струмами короткого замикання та охороною праці.
- 4) Розгляд можливих методів автоматичного обліку та контролю електричної енергії в цеху.

Після виконання всіх перерахованих завдань будуть зроблені відповідні висновки щодо впровадження автоматизованої системи обліку та контролю, а також розроблений проєкт впровадження.

1 ЗАГАЛЬНІ ВІДОМОСТІ ПРО ОБ'ЄКТ ДОСЛІДЖЕННЯ ЗА ТЕМОЮ ДИПЛОМУ

1.1 Загальні відомості про автоматичну систему обліку електроенергії.

Для багатьох організацій споживання енергії є значними витратами, а для деяких енергоємних виробництв це фактично найвищі витрати. Втрата енергії не тільки коштує грошей, але й призводить до збільшення викидів вуглецю.

Внаслідок зростання цін на енергоносії, попиту споживачів і суворішого законодавства про охорону навколишнього середовища існує постійний тиск на всі підприємства, щоб вони зменшили споживання та викиди, щоб залишатися конкурентоспроможними. На щастя, зменшення споживання енергії є ідеальним бізнес-сенсом; це економить гроші, покращує репутацію організації та допомагає всім у боротьбі зі зміною клімату.

Автоматична система комерційного обліку електроенергії (АСКОЕ) використовується для чи технічного обліку виробленої або спожитої електроенергії.

Згідно з постановою Національної комісії, що здійснює державне регулювання у сферах енергетики та комунальних послуг, від 14 березня 2018 року N 312, - "Автоматизована система комерційного обліку електричної енергії - сукупність об'єднаних в єдину функціональну метрологічно-атестовану систему локального устаткування збору і обробки даних засобів (засобу) обліку, каналів передачі інформації та пристроїв приймання, обробки, відображення та реєстрації інформації"[1].

Програмне забезпечення енергомоніторингу використовується для візуалізації енергетичних даних. Енергетичні дані оновлюються автоматично, а програмне забезпечення дозволяє відстежувати тенденції споживання та виявляти області з низькою ефективністю. Програмне забезпечення вважається найважливішим елементом з точки зору забезпечення енергозбереження.

					ОЕ-91-01-01, 034	10
Змн.З	Арк.А	№ докум.№	Підпис	Дата		

Технології моніторингу можна застосовувати до організацій будь-якого розміру, будь то комерційний, промисловий чи державний сектор. Однак вибір обладнання може змінюватись відповідно до потреб організації [3].

Потенційні переваги обладнання:

- час збору даних – дані про енергію збиратимуться щодня в один і той же час;
- відсутність (або мінімальне) втручання людини;
- надійність - системи можуть працювати безперебійно роками;
- автоматичний аналіз - дані будуть проаналізовані автоматично;
- автоматичне звітування - воно автоматично створюватиме звіти у встановлені періоди;
- повідомлення про винятки - він автоматично виявляє будь-який виняток (або зміну від норми) і створює звіт або надсилає повідомлення відповідному персоналу, що дозволяє швидко вжити будь-які заходи щодо виправлення;
- ефективне виставлення рахунків і використання часу персоналу - коли системи інтегровані з електронним обміном даними (EDI) і пов'язані з системами виставлення рахунків і фінансового обліку, це позбавить від необхідності вводити дані, витрачатиме менше часу персоналу, забезпечуючи своєчасну оплату рахунків.

1.2 Вибір системи контролю електроспоживання і обліку електроенергії.

На сьогоднішній день існує велика різноманітність готових систем обліку, як вітчизняних виробників, так і відомих закордонних брендів. Серед вітчизняних варто відмітити такі як: СІНЕТ-1; ІТЕК-210 для лічильників із імпульсним виходом; АТdata для лічильників LЗQM; на базі мікросервера ІТЕК-WEB та інші.

Українські системи по відношенню до закордонних мають такі переваги: не висока ціна при співвідносні якості, швидке та просте обслуговування.

					ОЕ-91-01-01, 034	11
Змн.З	Арк.А	№ докум.№	Підпис	Дата		

Якщо відзначати переваги закордонних систем, то вони мають більші функціональні можливості та високий рівень візуалізації результатів.

Зваживши всі переваги зробимо вибір на користь українського приладу ІТЕК-210.

Для використання системи на підприємстві (об'єкті) встановлюється вузол обліку. Стандартний вузол обліку буде складатись із такого обладнання:

1. Лічильник електроенергії.
2. Трансформатори струму та напруги.
3. Пристрої захисту.
4. Вторинний ланцюг струму та напруги.
5. Інше допоміжне обладнання (блок живлення, імпульсний перетворювач тощо).

Вимоги до розташування та встановлення вузла обліку дотримуються згідно з ПУЕ та комерційних стандартів обліку електричної енергії [4].

Висновок

Автоматична система обліку електроенергії сама по собі не економить енергію, скоріше вона дозволяє підприємствам визначати шляхи зниження витрат на енергію, точно визначати витрати енергії, бути проінформованими про випадки надзвичайно високого споживання енергії та запровадити надійне та довгострокове управління енергією. За оцінками експертів, ця технологія може допомогти клієнтам заощадити від 4 до 20% або більше, але в середньому економія 10-15%.

Вибрана система ІТЕК-210 є простою в експлуатації, має гарну конкурентоспроможне ціноутворення, а також відносно гарні показники точності. Крім того, в даному розділі було розглянуті основні прилади, що потрібні початку для роботи системи.

					ОЕ-91-01-01, 034	12
Змн.З	Арк.А	№ докум.№	Підпис	Дата		

2 РОЗРОБКА ЗАГАЛЬНОЇ СХЕМИ ЕЛЕКТРОПОСТАЧАННЯ ПРОМИСЛОВОГО ЦУХУ

2.1 Умови проектування:

2.1.1 Характеристика та особливості об'єкту

Об'єктом проектування є ремонтно-механічний цех. Властивості та особливості цього об'єкту проектування розглядаються в розділі "ВИРОБНИЧІ ТЕРИТОРІЇ" ДБН Б.2.2-12:2019. [5]

До виробничих територій належать промислові, науково-виробничі, транспортні, складські та комунальні забудови. Виробничі території можуть бути поділені на такі структурні елементи: технополіси, технопарки, індустріальні парки, промислові зони, промислові райони, групи підприємств, окремі підприємства та окремі об'єкти.

Також використовується ДСТУ-Н Б В.2.5-80-2015 розділ: «ЦЕХ МЕРЕЖ І ПІДСТАНЦІЙ».[6]

Цех знаходиться у Вінницькому районі

Ґрунти в межах ЕП – сірі

Каркас будівлі цеху змонтований з бетонних блоків.

Розміри цеху $A \times B \times H = 32 \times 40 \times 10$ м.

Всі ЕП працюють на трьохфазному змінному струмі промислової частоти 50 Гц і напрузі 380 В.

2.1.2 Класифікація і загальна характеристику

Категорії надійності електропостачання визначають залежно від технології основного виробництва споживача електроенергії згідно з вимогами ДБН В.2.5-23:2010 «Проектування електрообладнання об'єктів цивільного призначення».[7]

Електроприймачі ремонтно-механічного цеху:

Зварювальні агрегати

Кількість: 4;

Потужність одного: 14 кВт;

Потужність всіх: 56 кВт;

Категорія надійності: II

					ОЕ-91-01-01, 034	13
Змн.З	Арк.А	№ докум.№	Підпис	Дата		

Призначений для зварювання корпусних деталей.

Мостові крани

Кількість: 2;

Потужність одного: 25 кВт

Потужність всіх: 50 кВт;

Категорія надійності: II

Призначений для переміщення деталей

Зубофрезерувальні верстати

Кількість: 4;

Потужність одного: 15 кВт

Потужність всіх: 60 кВт;

Категорія надійності: III

Токарні верстати

Кількість: 4;

Потужність одного: 10 кВт

Потужність всіх: 40 кВт

Категорія надійності: III

Токарні верстати

Кількість: 7;

Потужність одного: 4 кВт

Потужність всіх: 28 кВт

Категорія надійності: III

Токарні верстати

Кількість: 4;

Потужність одного: 6 кВт

Потужність всіх: 24 кВт

Категорія надійності: III

Стригальні верстати

Кількість: 3;

Потужність одного: 10 кВт

Потужність всіх: 30 кВт

Категорія надійності: III

Фрезерувальні верстати

Кількість: 6;

Потужність одного: 8 кВт

Потужність всіх: 48 кВт

Категорія надійності: III

Заточувальні верстати

Кількість: 3;

Потужність одного: 2 кВт

Потужність всіх: 6 кВт

Категорія надійності: III

Призначені для переробки та обробки валів, втулок, дисків, фланців та інших деталей.

Вентилятори

Кількість: 3;

Потужність одного: 60 кВт

Потужність всіх: 180 кВт

Категорія надійності: I

Застосовують, зокрема, для провітрювання приміщень, підтримання атмосфери, очищення повітря в приміщеннях тощо.

Потужність I категорії: 180 кВт, 38%

Потужність II категорії: 106 кВт, 22%

Потужність III категорії: 196 кВт, 40%

Всього 482 кВт

В даному цеху переважають електроприймачі III категорії надійності.

					ОЕ-91-01-01, 034	15
Змн.З	Арк.А	№ докум.№	Підпис	Дата		

2.1.3 Класифікація приміщень об'єкта

Перелік приміщень ремонтно-механічного цеху:

- основний ремонтний цех;
- вентиляційна камера;
- зварювальний відділ;

Згідно з [8] Приміщення та будівлі за вибухопожежною та пожежною небезпекою підрозділяються на категорії А, Б, В, Г і Д.

У випадку ремонтно-механічного категорія пожежної небезпеки Г: *негорючі речовини і матеріали в гарячому, розжареному або розплавленому стані, процес променистого тепла, іскор і полум'я; горючі гази, рідини і тверді горючі речовини, які спалюються або утилізуються у вигляді палива.*

Класифікація пожежонебезпечних та вибухонебезпечних зон визначається [8] «Правила будови електроустановок. Електрообладнання спеціальних установок».

Даний цех відноситься до пожежонебезпечної зони класу *II-IIa* – простір у приміщенні, у якому знаходяться тверді горючі речовини та матеріали, а за вибухонебезпечною зоною відноситься до класу 20 – простір, у якому під час нормальної експлуатації вибухонебезпечний пил у вигляді хмари присутній постійно або часто в кількості, достатній для утворення небезпечної концентрації суміші з повітрям, і (або) простір, де можуть утворюватися пилові шари непередбаченої або надмірної товщини.

Ступінь захисту обладнання цеху визначається з [8]. У кожного обладнання має бути зазначений ступінь захисту, що забезпечується оболонкою, вказується кодом IP.

2.1.4 Характеристики джерела живлення

У цьому розділі вказується, з якої підстанції планується живлення об'єкту, зв'язки з іншими елементами, наявність або відсутність генеруючих об'єктів або двигунів, а також відстань від об'єкту до розподільної підстанції (РП).

Схеми живлення з одним приймальним пунктом електроенергії використовуються, як правило, у випадках, коли немає спеціальних вимог до надійності живлення та компактного розподілу навантажень.

Ці характеристики визначаються згідно з [8]. Незалежно від потужності та положення в системі електропостачання, надійність живлення ЕП I та зазвичай II категорій забезпечуються. У необхідних випадках на нижчих ступенях електропостачання може бути забезпечена підвищена надійність живлення, навіть в порівнянні з вищими ступенями, без великих витрат, за допомогою простої автоматики на цехових розподільних пунктах (збірках) для ЕП I категорії.

– Зазвичай для електропостачання підприємств використовуються підстанції з простими схемами і переважно відкритою установкою трансформаторів.

– Кількість трансформаторів, які встановлюються на підстанції, що живить споживачів I та II категорій, не повинна перевищувати двох трансформаторів.

Вибір підстанцій і трансформаторів:

– Внутрішньоцехові підстанції застосовують в прохідних і ливарних цехах великої ширини з розміщенням їх переважно біля колон або біля постійних внутрішніх приміщень так, щоб не займати площі, які обслуговуються кранами. Коли крок колон недостатній для розміщення поміж ними підстанцій, допускають таке розміщення їх на площі цеху, за яким одна із колон основного приміщення знаходиться в межах периметра приміщень підстанції. При цьому колона розраховується за класом вогнестійкості відповідно втрати несучої здатності не менше ніж R90 згідно з ДБН В.1.1-7. У разі рівномірного розподілу і великої густини навантажень і у разі завантаження цеху технологічним устаткуванням доцільно виділяти спеціальний прогін для розміщення підстанцій згідно з НПАОП 40.1-1.32 та ПУЕ [10].

– Вбудовані або прибудовані до цеху закриті ТП або підстанції з відкритою установкою трансформаторів біля зовнішньої сторони цеху передбачають, як правило, у разі недопустимості або у разі наявності труднощів розташування внутрішніх цехових підстанцій згідно з ДБН В.1.1-7, НПАОП 40.1-1.32 та ПУЕ.

– Застосування окремо розміщених (зовнішніх) цехових підстанцій повинно обмежуватися наступними випадками: – живлення від одної підстанції декількох цехів, якщо центр їх навантажень знаходиться за межами цих цехів, а прибудова підстанцій до одного із цехів або спорудження самосійних підстанцій в кожному цеху економічно не виправдано; – повністю відсутня можливість розміщення підстанцій в цехах або біля їх зовнішніх стін з міркувань виробничого характеру.

– Однотрансформаторні підстанції рекомендується застосовувати для живлення ЕП III категорії, якщо перерва електропостачання, необхідна для заміни пошкодженого трансформатора, не перевищує 1 доби. ЕП III категорії замість двох одно трансформаторних підстанцій може бути встановлена одна двотрансформаторна підстанція без облаштування АВР, з повним навантаженням трансформаторів в нормальному режимі.

– Для трансформаторів цехової підстанції слід, як правило, застосовувати коефіцієнт завантаження, керуючись наступним твердженням:

– для цехів з переважним навантаженням II категорії з можливістю використання централізованого резерву трансформаторів і для цехів з навантаженням III категорії – 0,9 - 0,95. [8]

2.1.5 Вибір напруги розподільчої мережі

Вимоги до рівня напруги цеху обробки корпусних деталей базуються на ДСТУ-Н Б В.2.5-80-2015 розділ: «ВИБІР НАПРУГИ».

Вибір напруги живлячої мережі належить проводити на підставі техніко-економічного порівняння варіантів у випадках, коли:

– мається можливість отримання електроенергії від джерел живлення на дві і більше напруги;

– підприємство з великим навантаженням потребує спорудження нової або значного розширення діючих районних підстанцій або спорудження власної електростанції;

– мається зв'язок електростанції підприємства з районними мережами.

Під час проєктування електростанції підприємства напругу генераторів приймають за оптимальним варіантом напруги розподільної мережі 6 (10) кВ без допоміжної трансформації.

Вимоги до електроустановок щодо напруги

ОСР (оператору системи розподілу) /власники об'єктів енергоспоживання повинні забезпечити, щоб їхні приєднання не призводили до спотворення або колювання напруги живлення в мережі в точці приєднання. Рівень спотворення не має перевищувати рівень, який встановлений їм ОСП (оператор системи передачі).

2.1.6 Формування пропозиції щодо лінійної складової приєднання до електричних мереж ОСР

У випадку лінійного приєднання відбувається згідно з Кодексом системи розподілу.

Якщо проєктування електроустановок для замовника передбачає приєднання на напрузі 0,4 (10) (35) кВ, то можуть виникнути вимоги щодо будівництва лінії електропередавання та трансформаторної підстанції на вищих рівнях напруги (10, 35 або 110 кВ). Вартість трансформаторної підстанції визначається окремо і не включається в оплату замовником за лінійну частину приєднання.

Якщо замовник не погоджується з запропонованою точкою приєднання в існуючих електричних мережах, яка відповідає нормам проєктування і може забезпечити потребу замовника в заявленій потужності, він має право розробити техніко-економічне обґрунтування (ТЕО) для вибору іншої схеми приєднання. Замовник самостійно забезпечує розробку ТЕО за свій рахунок, а початкові дані для цього надаються оператором системи розподілу (ОСР) безкоштовно протягом 10 робочих днів після отримання звернення замовника.

2.2 Розрахунок електричних навантажень цеху

2.2.1 Загальна інформація щодо методики проведення розрахунку

Правильне визначення та розділення електричного навантаження в будівлі ЦПП є важливим аспектом при розрахунках силових навантажень ЕМЦ. Якщо розрахунки проводяться з неправильним збільшенням, це може призвести до

					ОЕ-91-01-01, 034	19
Змн.З	Арк.А	№ докум.№	Підпис	Дата		

зайвого використання провідникових матеріалів і збільшення вартості будівництва. З іншого боку, неправильне зниження навантаження може призвести до обмеженої пропускної спроможності енергомережі та незадовільного функціонування ЕП. Тому точність розрахунку електричних навантажень є ключовим фактором у проектуванні та експлуатації електричної мережі.

Існують три основні методи розрахунку електричних навантажень:

1) Метод застосування коефіцієнта попиту: цей метод використовується для визначення максимального навантаження на основі середнього споживання електроенергії та коефіцієнта одночасності споживання.

2) Метод упорядкованих діаграм: цей метод базується на аналізі діаграми споживання електроенергії протягом певного періоду, де навантаження упорядковані за спаданням. Він дозволяє визначити максимальне навантаження та розподілити його між силовими пунктами.

3) Метод питомого споживання електроенергії на одиницю виготовленої продукції: цей метод використовується у виробничих підприємствах і дозволяє визначити навантаження на основі обсягу виробництва та питомого споживання електроенергії на одиницю продукції.

Ці методи допомагають забезпечити точний розрахунок електричних навантажень і є основою для проектування та використання електричної мережі.

Вихідні дані для проведення розрахунку наведені в таблицях 2.1-2.10

Таблиця 2.1 – Характеристики ЕП ремонтно-механічного цеху

Номери на плані цеху	Назва ЕП	K_B	$\cos\varphi$	Номінальна потужність P_n , кВт
1,2,3,4	Зварювальні апарати, $TB = 40\%$	0,25	0,4	14
5,6	Мостові крани	0,12	0,5	25
7-10	Зубофрезувальні верстати	0,15	0,5	15
11-13	Шліфувальні верстати	0,17	0,6	6
14-17	Токарні верстати	0,14	0,6	10
18-20	Вентилятори	0,6	0,8	60
21-23	Строгальні верстати	0,2	0,5	10
24-29	Фрезерувальні верстати	0,21	0,6	8
30-32, 37-40	Токарні верстати	0,14	0,6	4
33-36	Токарні верстати	0,16	0,7	6
41-43	Заточувальні верстати	0,18	0,6	2

Таблиця 2.2 – Навантаження розподільних трансформаторів

ТП4	P , кВт	910
	Q , квар	230
Зосереджене навантаження на РП		
P_1 , МВт		1,5
Q_1 , Мвар		0,35
P_2 , МВт		1,2
Q_2 , Мвар		0,3

Таблиця 2.3 – Показники надійності та параметри повітряної лінії

Параметри	
ω_0 , пошк./ км·рік	0,2
τ_p , ГОД	4
τ_{Π} , ГОД	1
$\tau_{вр}$, ГОД	2
l_{0-12} , КМ	2,4
l_{12-13} , КМ	0,2
l_{13-14} , КМ	1,6
l_{14-15} , КМ	1,9
l_{15-16} , КМ	1,9
l_{14-17} , КМ	0,3
l_{17-18} , КМ	0,5
l_{18-19} , КМ	1,9
l_{19-110} , КМ	0,4
l_{18-111} , КМ	0,9
$l_{111-112}$, КМ	0,2
$l_{112-113}$, КМ	0,7
$l_{113-114}$, КМ	1,3

Таблиця 2.4 – Довжина ділянок живлячих Л₃ Л₄ і розподільних Л₁ Л₂ ліній

п/ст– РП	РП– ТП1	ТП1– ТП2	ТП2– ТП3	ТП3– ТП4
1,2	0,8	0,6	0,3	0,5

Таблиця 2.5 – Навантаження у вузлах повітряної ліній

Позначення активної потужності у вузлах	Значення потужності у вузлах, кВт
P_{12}	120
P_{13}	70
P_{15}	170
P_{16}	20
P_{17}	140
P_{19}	200
P_{110}	10
P_{112}	30
P_{113}	40
P_{114}	20

Таблиця 2.6 – Місця розміщення роз'єднувачів та резервного джерела живлення

Роз'єднувачі	
$QS1$	14-17
$QS2$	18-19
Резервне джерело живлення	113

Таблиця 2.7 – Зосереджені навантаження підстанції

Навантаження та одиниці їх виміру	Значення навантажень
P_3 , МВт	29
Q_3 , Мвар	6
P_4 , МВт	26
Q_4 , Мвар	7

Таблиця 2.8 – Параметри ліній 35 кВ та трансформаторів 35/10 кВ

Лінії на напругу 35 кВ		Трансформатори на напруги 35/10 кВ				
F , мм ²	L , км	S_n , МВА	$P_{н.х}$, кВт	P_k , %	U_k , кВт	$I_{н.х}$, %
120	30	16	23	90	8	0.75

Таблиця 2.9 – Графіки навантаження споживачів S_5 та споживана ними електроенергія

Параметри	Значення параметрів
n_i , діб	200
$P'_{5.1}, Q'_{5.1}$, В.О	0,5
$P'_{5.2}, Q'_{5.2}$, В.О	1
$P'_{5.3}, Q'_{5.3}$, В.О	0.8
$P'_{5.4}, Q'_{5.4}$, В.О	0.6
n_2 , діб	140
$P''_{5.1}, Q''_{5.1}$, В.О	0,4
$P''_{5.2}, Q''_{5.2}$, В.О	0,7
$P''_{5.3}, Q''_{5.3}$, В.О	0,8
$P''_{5.4}, Q''_{5.4}$, В.О	0,6
P_{5max} , МВт	12
Q_{5max} , Мвар	5
A_{P5} , МВт·год	66960
A_{Q5} , Мвар·год	27900

Таблиця 2.10 – Максимальні значення навантажень ліній Л₆ і Л₇ та електроенергія, що передається ними

Параметри	Значення параметрів
$A_{P_{Л6}}$, МВт·год	70833
$P_{Л6max}$, МВт	13,87
$A_{Q_{Л6}}$, Мвар·год	37956
$Q_{Л6max}$, МВар	7,94
$A_{P_{Л7}}$, МВт·год	70833
$P_{Л7max}$, МВт	13,87
$A_{Q_{Л7}}$, Мвар·год	37956
$Q_{Л7max}$, МВар	7,94

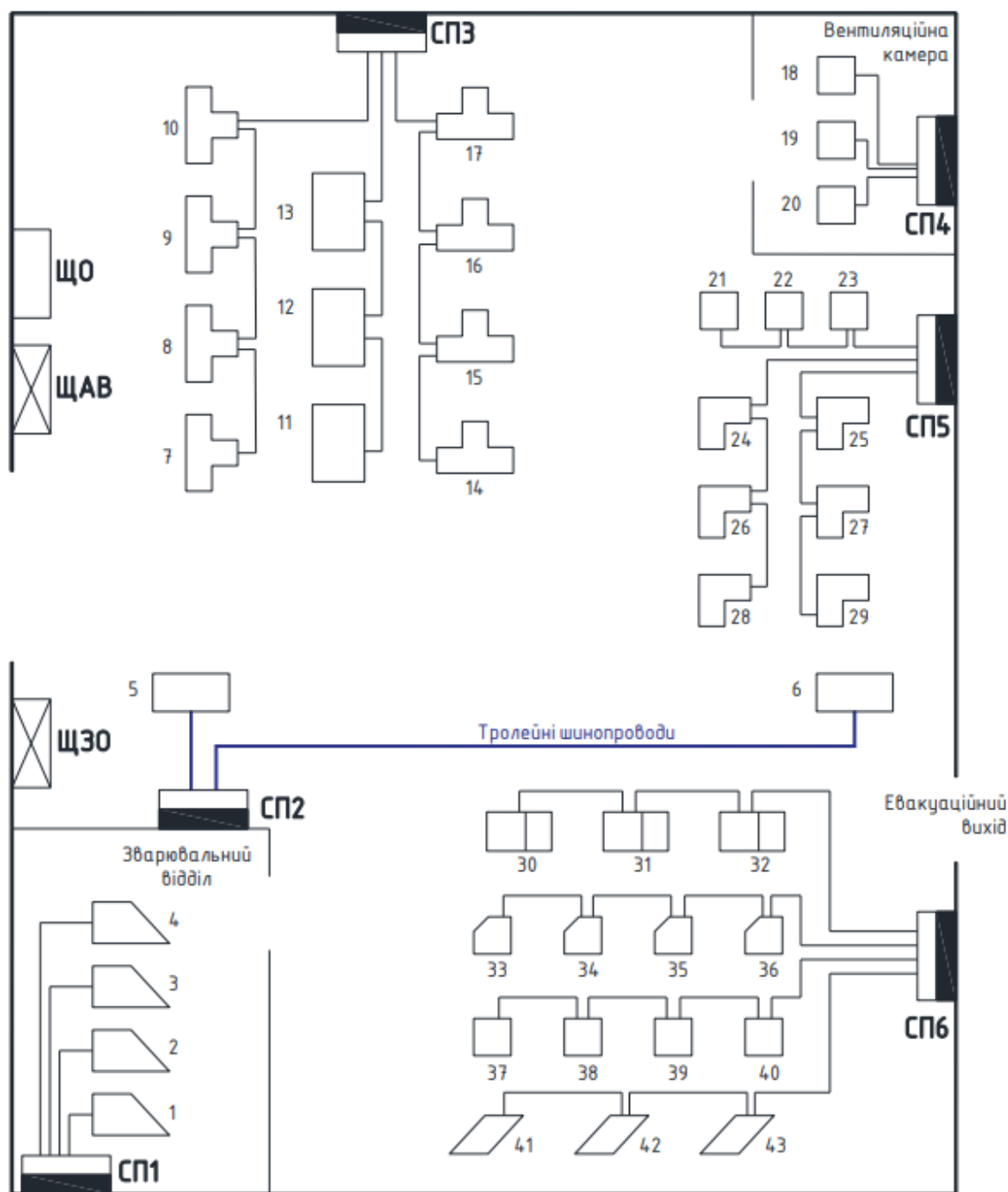


Рисунок 2.1 – План цеху з розміщенням електроустановок

2.2.2 Розрахунок електричних навантажень струмоприймачів на напрузі 0,4 кВ, у тому числі внутрішнього освітлення

Для електроприймачів із повторно-короткочасним режимом роботи і номінальна потужність розраховується

$$P_{n,j} = p_{\text{вст.і}} n \sqrt{TB},$$

Змн.З	Арк.А	№ докум.№	Підпис	Дата

де $P_{\text{нвi}}$ - встановлена потужність ЕП з повторно-короткочасним режимом роботи, кВт;

TB - тривалість ввімкнення, %;

n - кількість ЕП.

Зварювальні агрегати і мостові крани мають повторно-короткочасний режим роботи:

$$P_{\text{н.звар.агр.}} = 4 \cdot 14 \cdot \sqrt{0,4} = 35,4 \text{ кВт},$$

$$P_{\text{н.мост.кр.}} = 2 \cdot 25 \cdot \sqrt{0,4} = 38,7 \text{ кВт}.$$

Для групи однакових ЕП з тривалим режимом роботи сумарна номінальна потужність:

$$P_{v,j} = p_{\text{ui}} n_i,$$

де P_{ni} - номінальна потужність електроприймача

$$P_{\text{н.зуб.верст}} = 15 \cdot 4 = 60 \text{ кВт}.$$

Розрахуємо коефіцієнт реактивного навантаження для кожного електроприймача:[5]

$$\text{tg } \varphi_i = \sqrt{\frac{1}{\cos^2 \varphi_i} - 1},$$

$$\text{tg } \varphi_{\text{мapp.ахр}} = \sqrt{\frac{1}{0,4^2} - 1} = 2,29.$$

Проміжна потужність:

$$P_{n,j} = k_{a,j} P_{N,j},$$

$$Q_{n,j} = P_{n,j} \text{tg } \varphi_i,$$

де $k_{a,j}$ - коефіцієнт використання електроприймача, в.о.

$$P_{\text{П.лар.ахр}} = 0,25 \cdot 35,4 = 8,9 \text{ кВт},$$

$$Q_{\text{п.аар.ахр}} = 8,9 \cdot 2,29 = 20,3 \text{ квар}.$$

Для решти ЕП розрахунок аналогічний тому результати представимо в таблицю (Додаток А)

					ОЕ-91-01-01, 034	27
Змн.З	Арк.А	№ докум.№	Підпис	Дата		

2.2.3 Розрахунок освітлення

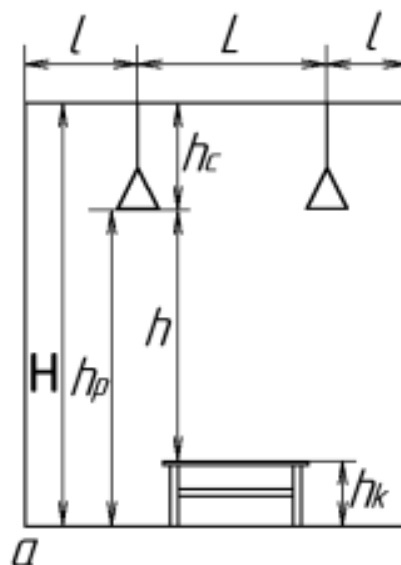


Рисунок 2.2 - Типова схема розміщення світильників в розрізі

h_c - відстань від стелі до світильника;

h_k - відстань від підлоги до робочої поверхні (приймається 0,8 м);

h - відстань від світильника до робочої поверхні.

Висота підвісу над розрахунковою поверхнею:

$$h = H - h_k - h_c = 10 - 0,8 - 2 = 7,2 \text{ м.}$$

Індекс приміщення:

$$i = \frac{AB}{h(A + B)},$$

де A і B - довжина і ширина приміщення, м;

h - розрахункова висота, м.

$$i = \frac{40 \cdot 32}{7,2 \cdot (40 + 32)} = 2,5.$$

Необхідний потік кожного світильника:

$$\Phi = \frac{E_{\min} F K_3 z}{N \eta},$$

де $E_{\min}$ - мінімальна освітленість;

K_3 - коефіцієнт запасу (приймаємо 1,5);

z - коефіцієнт нерівномірності $z \approx 1,1$;

F - площа приміщення;

η - коефіцієнт використання світлового потоку.

Коефіцієнт використання світлового потоку можна визначити за світлотехнічною таблицею, враховуючи індекс приміщення та коефіцієнти відбиття стелі та стін для світильників з трьома люмінесцентними лампами. Отже, в даному випадку потрібно знайти еквівалент світлодіодного світильника, яким є ЛПО з коефіцієнтом $\eta=53\%$.

Оскільки світильники будуть розташовуватися рядами, обчислимо між ними відстань, м:

$$L = \lambda h.$$

де λ - оптимальна відстань між освітлювальними приладами, щоб досягти найменшої нерівномірності розподілу освітленості на горизонтальній поверхні, позначається як λ і залежить від типу кривої сили світла (КСС). Для виробничих підприємств рекомендується використовувати криві К, Г, Д, оскільки вони забезпечують вузьку зону максимальної сили світла при більшій висоті підвісу. У даному випадку ми оберемо криву Г-2.

$$\text{Тоді } L = 0,77 \cdot 7,2 = 5,54 \approx 6 \text{ м.}$$

Приблизна кількість рядів, шт:

$$n_{\text{ряд}} = \frac{A}{L},$$
$$n_{\text{ряд}} = \frac{40}{6} = 6,67 \approx 7 \text{ шт.}$$

Визначимо умовну загальну кількість світильників, шт:

$$N = \frac{AB}{L^2}.$$

Обираємо кількість світильників, кратну кількості рядів:

$$N = \frac{AB}{L^2} = \frac{40 \cdot 32}{5,54^2} = 41,7 \rightarrow 42 \text{ шт.}$$

Тоді світловий потік одного світильника:

$$\Phi_0 = \frac{200 \cdot 32 \cdot 40 \cdot 1,5 \cdot 1,1}{42 \cdot 0,53} = 18976 \text{ лм.}$$

Згідно з [6] світловий потік світильника повинен знаходитись в межах:

					ОЕ-91-01-01, 034	29
Змн.З	Арк.А	№ докум.№	Підпис	Дата		

$$0,9\Phi_0 \leq \Phi_{ce} \leq 1,2\Phi_0.$$

Враховуючи всі вимоги [6] до освітлення і розрахункові характеристики оберемо наступний світильник: LGT-Prom-Orion-ML-150, його характеристики:

Потужність: 150 Вт;

Світловий потік: 18000 лм;

Колірна температура 5000 К;

Клас захисту: IP65;

Коеф. потужності: $0,98 \rightarrow \operatorname{tg} \varphi \approx 0,2$.

Визначаємо активну та реактивну потужність освітлювального навантаження при коефіцієнті попиту $K_I = 0,85$:

$$\begin{aligned} P_{acc} &= NP_{cs} K_I, \\ Q_{oca} &= P_{oca} \operatorname{tg} \varphi, \\ P_{ocal} &= 50 \cdot 150 \cdot 0,85 = 6375 \text{ Вт}, \\ Q_{oca} &= 6375 \cdot 0,2 = 1294 \text{ вар.} \end{aligned}$$

Потужність аварійного освітлювального навантаження буде складати 5% від норми робочого освітлення.

$$\begin{aligned} P_{ав.осв} &= 0,05 P_{осв}, \\ P_{ав.осв} &= 0,05 \cdot 6375 = 318,8 \text{ Вт.} \end{aligned}$$

З урахуванням вимог до освітлення оберемо аварійний світильник 04-30/1: $\cos \varphi = 0,8 \rightarrow \operatorname{tg} \varphi \approx 0,75$

$$Q_{ав.осв} = 318,8 \cdot 0,75 = 239,1 \text{ вар.}$$

Повне освітлювальне навантаження:

$$S_{осв} = \sqrt{P_{осв\Sigma}^2 + Q_{осв\Sigma}^2},$$

де $P_{осв\Sigma} = P_{осв} + P_{ав.осв}$; $Q_{осв\Sigma} = Q_{осв} + Q_{ав.осв}$.

$$P_{осв\Sigma} = 6375 + 318,8 = 6693,8 \text{ Вт},$$

$$P_{осв\Sigma} = 1294 + 239,1 = 1533,1 \text{ вар.},$$

$$S_{осв} = \sqrt{6693,8^2 + 1533,1^2} = 6,87 \text{ кВА.}$$

Розрахунок загального навантаження об'єкту проектування наведений в таблиці (Додаток А).

					ОЕ-91-01-01, 034	30
Змн.З	Арк.А	№ докум.№	Підпис	Дата		

2.3 Вибір трансформаторів і засобів компенсації реактивної потужності

Вибір схеми трансформаторної підстанції

Після визначення загального навантаження центральної підстанції постійного струму і номіналу комутаційного блоку, ми проводимо розрахунок для визначення необхідного номіналу трансформаторної підстанції.[7]

$$S_{TP} = \sqrt{P^2 + (Q_{цех}^2 - Q_{KB}^2)},$$

$$S_{TP} = \sqrt{146,2^2 + (146,8 - 75,7)^2} = 162,6 \text{ кВА.}$$

Отже вибираємо трансформатор представлений в таблиці 2.11:

Таблиця 2.11 - Характеристики трансформатора цеху.

Тип трансформатора	Схема и група з'єднання	Втрати КЗ, кВт	Напруга КЗ, %	Втрати холостого ходу, кВт
ТМ-1250-10(6)/0,4	У/У _Н -0	5,4	4,5	0,77

2.3.1 Визначення конденсаторної батареї

Активне та реактивне розрахункове навантаження приєднане до шин 0,4 кВ ТП складає:

$$P_p = 146,2 \text{ кВт},$$

$$Q_p = 146,8 \text{ квар.}$$

Знайдемо існуюче/фактичне значення коефіцієнта активної потужності (до компенсації реактивної потужності):

$$Q_p = P_p \operatorname{tg} \varphi \Rightarrow \operatorname{tg} \varphi = \frac{Q_p}{P_p} = \frac{146,8}{146,2} = 1,$$

$$\cos \varphi = \cos(\operatorname{arctg} \varphi) = \cos(\operatorname{arctg}(1)) = \frac{\sqrt{2}}{2} = 0.707.$$

Існуюче значення коефіцієнта активної потужності менше за потрібне $0,707 < 0,9$, отже розраховуємо значення реактивної потужності, яке має бути

після компенсації реактивної потужності з метою забезпечення значення $\cos\varphi$ не нижче 0,9:

$$Q_p' = P \operatorname{tg}' \varphi = P_p \operatorname{tg}' (\arccos' \varphi) = \\ = 146,8 * \operatorname{tg}' (\arccos 0,9) = 146,8 * 0,484 * 71,1 \text{ квар.}$$

Знайдемо значення реактивної потужності, яке необхідно компенсувати з метою забезпечення значення $\cos\varphi$ не нижче 0,9:

$$Q_{кб} = Q_p - Q_p' = 146,8 - 71,1 = 75,7 \text{ квар.}$$

Згідно з табл. 18 дов. даних оберемо конденсаторну батарею, з наступними характеристиками:

Потужність: 80 квар;

Номінальний струм: 116 А;

Номінал водного запобіжника: 200;

Мінімальна ступінь регулювання: 10 квар;

Габаритні розміри: 1200×600×250 мм.

Відповідно споживання реактивної потужності після компенсації стане:

$$Q''_{HH} = Q_p - Q_{кб} = 146,2 - 80 = 66,2 \text{ квар;}$$

2.4 Визначення центра навантаження об'єкту проєктування

Розрахунок навантаження на шинах 10 кВ живлячої підстанції будемо проводити прийнявши до уваги навантаження ліній Л3, Л4, Л5, а також зосереджене навантаження $S3 (P3, Q3)$ та $S4 (P4, Q4)$ значення яких наведено в таблиці 2.12.

Таблиця 2.12 - зосереджене навантаження $S_3 (P_3, Q_3)$ та $S_4 (P_4, Q_4)$

Навантаження та одиниці їх виміру	Навантаження
P_3 , МВт	29
Q_3 , Мвар	6
P_4 , МВт	26
Q_4 , Мвар	7

Навантаження Л5:

$$P_{Л5} = 820 \text{ кВт},$$

$$Q_{Л5} = P_{Л5} \operatorname{tg}(\arccos(0,9)) = 820 \cdot 0,4843 = 397 \text{ квар},$$

$$S_{Л5} = \sqrt{P_{Л5}^2 + Q_{Л5}^2} = \sqrt{820^2 + 397^2} = 911 \text{ кВА}.$$

Зосереджене навантаження $S_3 (P_3, Q_3)$ та $S_4 (P_4, Q_4)$:

$$S_3 = \sqrt{P_3^2 + Q_3^2} = \sqrt{29^2 + 6^2} = 29 \text{ МВА},$$

$$S_4 = \sqrt{P_4^2 + Q_4^2} = \sqrt{26^2 + 7^2} = 27 \text{ МВА}.$$

Навантаження першої секції шин:

$$P_{I_CШ} = (P_{Л5} + P_{Л4} + P_3) K_{CM},$$

$$P_{I_CШ} = (820 + 1395 + 29 \cdot 10^3) \cdot 0,8 = 25 \text{ МВт},$$

$$Q_{I_CШ} = (Q_{Л5} + Q_{Л4} + Q_3) K_{CUM},$$

$$Q_{I_CШ} = (397 + 473 + 6 \cdot 10^3) \cdot 0,8 = 5,5 \text{ Мвар},$$

$$S_{I_CШ} = \sqrt{P_{I_CШ}^2 + Q_{I_CШ}^2} = \sqrt{25^2 + 5,5^2} = 25,6 \text{ МВА},$$

де $K_{CUM}=0,8$ для першої секції шин.

Навантаження другої секції шин:

$K_{CUM}=0,85$ для другої секції шин.

$$P_{II_CШ} = (P_{Л3} + P_4) K_{CUM},$$

$$P_{II_CШ} = (1155 + 26) \cdot 0,85 = 1 \text{ МВт},$$

$$Q_{II_CШ} = (Q_{ЛЗ} + Q_4)K_{СУМ},$$

$$Q_{II_CШ} = (432.5 + 7) \cdot 0,85 = 373,6 \text{ квар},$$

$$S_{II_CШ} = \sqrt{P_{II_CШ}^2 + Q_{II_CШ}^2} = \sqrt{1000^2 + 373,6^2} = 1 \text{ МВА}.$$

2.5. Розрахунок живлячих і розподільних мереж

2.5.1 Вибір схеми розподільної мережі

Одним з найважливіших елементів електропостачання цеху є розподільна мережа (РМ) з напругою 6 або 10 кВ. З огляду на значну кількість споживачів з високими потужностями в нашому випадку, для уникнення втрат електроенергії під час передачі було вирішено встановити РМ з номінальною потужністю 10 кВ.

Розподільна підстанція (РП) на 10 кВ складається з двох трансформаторів моделі ТМН-80000/110 та двох повітряних ліній напругою 110 кВ. Ці лінії з'єднуються з джерелом живлення, яке забезпечує всіх споживачів.

2.5.2 Обґрунтування встановлення розподільних пунктів високої напруги

При виборі розподільних пунктів та їх розташування я керувався попитом споживачів електричної енергії та старався забезпечити баланс економії матеріалів для лінії живлення.

2.5.3 Розрахунок перерізу розподільних мереж 10 кВ

Визначення розрахункового навантаження Л1 та Л2 [5].

Вихідні дані згідно варіанту представлені в таблиці 2.13 та 2.14. Розрахункове навантаження нормального режиму ТП №1-3 (Додаток А).

Таблиця 2.13 - Навантаження ТП №1-4

ТП	Нормальний режим			Післяаварійний режим		
	$P_{\text{ртп,}}$ кВт	$Q_{\text{ртп,}}$ квар	$S_{\text{ртп,}}$ кВА	$P_{\text{ртп,}}$ кВт	$Q_{\text{ртп,}}$ квар	$S_{\text{ртп,}}$ кВА
ТП1	15,7	22,3	27,3	33,9	48,15	59
ТП2	32,2	8,9	33,4	61	16,86	63,3
ТП3	28,3	27,1	39,2	56,4	54	78,1
ТП4	138,2	89,1	164,5	276,4	178,2	328,8
Сума	186,1	147,4	263,9	427,7	297	529,2

Таблиця 2.14 - Зосереджене навантаження на РП

P_1 , МВт	29
Q_1 , Мвар	6
P_2 , МВт	26
Q_2 , Мвар	7

Розраховуємо активну та реактивну потужності в лініях Л1 та Л2, враховуючи всі приєднані елементи цієї лінії.

Нормальний режим:

Обираємо коефіцієнти суміщення максимумів навантажень трансформаторів. Для 4 трансформаторів коефіцієнт $K_{\text{CM}} = 0,85$ (Додаток В).

де K_{CM} - це коефіцієнт суміщення максимумів навантажень трансформаторів в залежності від їх кількості .

$$P_{\text{л1}} = K_{\text{CM}} \sum_{i=1}^4 P_i,$$

$$Q_{\text{л1}} = K_{\text{CM}} \sum_{i=1}^4 Q_i.$$

Тоді:

$$P_{л1,2} = 0,85 \cdot 186,1 = 158,2 \text{ кВт},$$

$$Q_{л1,2} = 0,85 \cdot 147,1 = 125 \text{ квар.}$$

Задана схема електропостачання двопротенева, тому навантаження для обох ліній однакові. Знайдемо повне навантаження ліній:

$$S_{л} = \sqrt{P_{л}^2 + Q_{л}^2},$$

$$I_p = \frac{S_{л}}{\sqrt{3} \cdot U_H}.$$

Тоді:

$$S_{л} = \sqrt{158,2^2 + 125^2} = 201,6 \text{ кВА},$$

$$I_p = \frac{201,6}{\sqrt{3} \cdot 10} = 11,64 \text{ А.}$$

З умови $I_{доп} K_1 K_2 \geq I_{п/а}$ вибираємо кабель марки АПвП 3х35 (Додаток Б).

$$I_{доп} = 119 \text{ А}, r_0 = 0,868 \frac{\text{Ом}}{\text{км}}, x_0 = 0,075 \frac{\text{Ом}}{\text{км}}.$$

Перевірка:

$$I_{доп} K_1 K_2 > I_p,$$

$$I_{доп} K_1 K_2 = 119 \cdot 1 \cdot 1,3 = 154,7 \text{ А},$$

$$154,7 \text{ А} > 11,64 \text{ А.}$$

Післяаварійний режим Л1 та Л2:

При післяаварійному режимі кожна лінія знов живить по 4 трансформатори. При цьому значення $K_{см} = 0,85$ не зміниться.

Розраховуємо активну та реактивну потужності в лініях, враховуючи всі приєднані елементи цієї лінії:

$$P_{л1,2} = 0,85 \cdot 427 = 363 \text{ кВт},$$

$$Q_{л1,2} = 0,85 \cdot 297 = 252,5 \text{ квар},$$

$$S_{л} = \sqrt{363^2 + 252,5^2} = 442,2 \text{ кВА.}$$

Розраховуємо струм:

$$I_p^a = \frac{442,2}{\sqrt{3} \cdot 10} = 25,5 \text{ А.}$$

					ОЕ-91-01-01, 034	36
Змн.З	Арк.А	№ докум.№	Підпис	Дата		

З умови $I_{\text{доп}} K_1 K_2 K_3 \geq I_{\text{п/а}}$ вибираємо кабель марки АПвП 3х35
(Додаток Б)

$$I_{\text{доп}} = 119 \text{ А}, r_0 = 0,868 \frac{\text{Ом}}{\text{км}}, x_0 = 0,075 \frac{\text{Ом}}{\text{км}}.$$

Перевірка:

$$I_{\text{доп}} K_1 K_2 K_3 > I_{\text{п/а}}^{\text{п/а}},$$

$$I_{\text{доп}} K_1 K_2 K_3 = 119 \cdot 1 \cdot 1 \cdot 1,3 = 154,7 \text{ А},$$

$$154 \text{ А} > 25,5 \text{ А}.$$

Визначення розрахункового навантаження ЛЗ та Л4: [5]

Нормальний режим роботи:

$$P_{\text{ЛЗ}} = (P_{\text{Л2}} + P_{\text{Р_ІНШ_ЦЕХ}} + P_{\text{S2}}) K_{\text{СМ}},$$

$$Q_{\text{ЛЗ}} = (Q_{\text{Л2}} + Q_{\text{Р_ІНШ_ЦЕХ}} + Q_{\text{S2}}) K_{\text{СМ}}.$$

Припустимо, що $P_{\text{Р_ІНШ_ЦЕХ}} = P_{\text{Р_ВН}} = 151 \text{ кВт}$.

Приймаємо, що $K_{\text{СМ}} = 0,8$ (Додаток В):

$$Q_{\text{Р_ІНШ_ЦЕХ}} = Q_{\text{Р_ВН}} = 167 \text{ квар}.$$

Тоді:

$$P_{\text{ЛЗ}} = (158,2 + 151 + 1200) \cdot 0,8 = 1207 \text{ кВт},$$

$$Q_{\text{ЛЗ}} = (125 + 167 + 300) \cdot 0,8 = 474 \text{ квар},$$

$$S_{\text{ЛЗ}} = \sqrt{(1207^2 + 474^2)} = 1297 \text{ кВА},$$

$$I_{\text{ЛЗ}} = \frac{S_{\text{ЛЗ}}}{U_{\text{Н}} \cdot \sqrt{3}} = \frac{1297}{10 \cdot \sqrt{3}} = 75 \text{ А}.$$

Визначення розрахункового навантаження Л4:

$$P_{\text{Л4}} = (P_{\text{Л2}} + P_{\text{Р_ВН}} + P_{\text{S1}}) K_{\text{СМ}},$$

$$Q_{\text{Л4}} = (Q_{\text{Л2}} + Q_{\text{Р_ВН}} + Q_{\text{S1}}) K_{\text{СМ}}.$$

Приймаємо $K_{\text{СМ}} = 0,8$ (Додаток Г):

$$P_{\text{Л4}} = (158,2 + 151 + 1500) \cdot 0,8 = 1447 \text{ кВт},$$

$$Q_{\text{Л4}} = (125 + 167 + 350) \cdot 0,8 = 514 \text{ квар},$$

$$S_{\text{Л4}} = \sqrt{(1447^2 + 514^2)} = 1536 \text{ кВА},$$

$$I_{Л4} = \frac{S_{Л4}}{U_H \cdot \sqrt{3}} = \frac{1536}{10 \cdot \sqrt{3}} = 88,7 \text{ А}.$$

Визначення розрахункового навантаження в післяаварійному режимі роботи ЛЗ-4:

При виконанні розрахунків приймаємо, що ЛЗ=Л4.

$$P_{ЛЗ}^{п/а} = (P_{Л2} + P_{РВН} + P_{Р_{ИНШЦЕХ}} + P_{S1} + P_{S2}) K_{CM},$$

$$Q_{ЛЗ}^{п/а} = (Q_{Л2} + Q_{РВН} + Q_{Р_{ИНШЦЕХ}} + Q_{S1} + Q_{S2}) K_{CM}.$$

Приймаємо $K_{CM} = 0,75$ для 12-ти трансформаторів :

$$P_{ЛЗ}^{п/а} = (158,2 + 151 + 151 + 1500 + 1200) \cdot 0,75 = 2370 \text{ кВт},$$

$$Q_{ЛЗ}^{п/а} = (125 + 167 + 167 + 350 + 300) \cdot 0,75 = 832 \text{ квар},$$

$$S_{ЛЗ}^{п/а} = \sqrt{(2370^2 + 832^2)} = 2512 \text{ кВА},$$

$$I_{ЛЗ}^{п/а} = I_{Л4}^{п/а} = \frac{S_{ЛЗ}^{п/а}}{U_H \cdot \sqrt{3}} = \frac{2512}{10 \cdot \sqrt{3}} = 145 \text{ А}.$$

Обираємо кабель АПвП 3х70 $I_{ДОП} = 171 \text{ А}$ (Додаток Г).

Перевіримо за умовою допустимого струму П/А режиму:

$$I_{ЛЗ}^{п/а} < I_{ДОП} K_1 K_2 K_3,$$

де K_1 – Коефіцієнт, що враховує фактичні термічні умови експлуатації, приймаємо $K_1 = 1,03$, вважаючи, що середньорічна температура в регіоні експлуатації $+10^\circ \text{C}$;

K_2 – Коефіцієнт, що враховує кількість прокладених кабелів. Оскільки кабель один, приймаємо коефіцієнт рівним 1.

$$145 < 171 \cdot 1,03 \cdot 1 \cdot 1,35.$$

Умова виконується.

2.5.4 Розрахунок перерізу розподільних мереж 0,4 кВ

Визначимо переріз лінії ТП1-А1:

$$F_p = \frac{27,85 \cdot 164 \cdot 0,1}{380^2 \cdot 5} \cdot 10^5 = 63,2 \text{ мм}^2.$$

					ОЕ-91-01-01, 034	
Змн.З	Арк.А	№ докум.№	Підпис	Дата		38

Визначимо розрахунковий струм:

$$I_p = \frac{\sqrt{164^2 + 52,9^2}}{\sqrt{3} \cdot 0,38} = 261,8 \text{ А.}$$

Обираємо кабель АВВГ 5 × 150, $I_{\text{доп}} = 254 \text{ А.}$

Виконуємо перевірку за струмовим навантаженням:

$$254 \cdot 1,07 \cdot 1 \rightarrow 261,8 \text{ А} < 271,8 \text{ А.}$$

- умова виконується, отже КЛ вибрано правильно.

Аналогічний розрахунок кабелів марки АВВГ проводимо для решти об'єктів, і записуємо параметри до табл. 2.15 :

Таблиця 2.15 - вибір перерізів КЛ для нормального режиму.

Лінія	Кількість і номінальний переріз жил, мм ²	Допустиме струмове навантаження, $I_{\text{доп}} \text{ А}$	$I_p, \text{ А}$	$I_p \cdot K_1 \cdot K_2, \text{ А}$	$R_0, \text{ Ом}$	$F_p, \text{ мм}^2$	$P_b, \text{ кВт}$	$Q_b, \text{ квар}$
ТП1-А1	4×150	254	261,8	271,8	0,206	63,3	164	52,9
ТП1-А2	4×150	254	261,8	271,8	0,206	63,3	164	52,9
ТП1-Б1	4×50	126	114,9	134,8	0,641	28,0	72,5	21,5
ТП1-Б2	4×50	126	114,9	134,8	0,641	28,0	72,5	21,5
ТП2-В1	4×150	254	228,9	271,8	0,206	55,9	144,8	41,6
ТП2-В2	4×150	254	228,9	271,8	0,206	55,9	144,8	41,6
ТП2-В3	4×150	254	228,9	271,8	0,206	55,9	144,8	41,6
ТП2-Е	4×25	82	60,4	87,7	1,2	14,4	37,4	13,5
ТП3-Л1	4×16	62	9,8	66,3	1,91	1,9	6	2,4
ТП3-Л2	4×16	62	9,8	66,3	1,91	1,9	6	2,4
ТП3-М	4×16	62	22,7	66,3	1,91	3,4	14,5	3,6
ТП3-Н-С	4×50	126	124,4	134,8	0,641	29,5	76,5	29,1

2.5.5 Визначення перерізу ліній в післяаварійному режимі

Визначимо розрахунковий струм у післяаварійному режимі:

$$I_p^{n/a} = \frac{\sqrt{262^2 + 85,8^2}}{\sqrt{3} \cdot 0,38} = 418,9 \text{ А.}$$

Перевірка за струмовим навантаженням:

$$254 \cdot 1,07 \cdot 1 \cdot 1,35 \rightarrow 418,9 \text{ А} > 366,9 \text{ А.}$$

Умова не виконується, отже потрібно збільшити переріз КЛ.

Оберемо кабель АВВГ 5×185 , $I_{\text{доп}} = 291 \text{ A}$

$$291 \cdot 1,07 \cdot 1 \cdot 1,35 \rightarrow 418,9 \text{ A} < 420,3 \text{ A}.$$

Після збільшення перерізу кабелю, умова виконується.

Визначимо втрату напруги на ділянці ТП1-А1:

$$\Delta U = \frac{262 \cdot 0,164 \cdot 0,1}{10 \cdot 0,38^2} = 2,98\%.$$

Перевірка за втратою напруги:

$$2,98\% < 10\%.$$

умова виконується, отже КЛ обрано правильно.

Аналогічний розрахунок, перевірку умов та вибір кабелів проводимо для решти ділянок ліній, і записуємо їх параметри до табл. 2.16:

Таблиця 2.16 - вибір перерізів КЛ для післяаварійного режиму.

Лінія	Кількість і номінальний переріз жил, мм^2	Допустиме струмове навантаження, $I_{\text{доп}} \text{ A}$	$I_P, \text{ A}$	$R_0, \text{ Ом}$	$F_P, \text{ мм}^2$	$\Delta U, \%$	$P_i, \text{ кВт}$	$Q_i, \text{ квар}$
ТП1-А1	4×185	291	418,9	0,164	101,1	2,98	262	85,8
ТП1-А2	4×185	291	418,9	0,164	101,1	2,98	262	85,8
ТП1-Б1	4×70	155	192,2	0,443	46,7	3,71	121	36,8
ТП1-Б2	4×70	155	192,2	0,443	46,7	3,71	121	36,8
ТП2-В1	4×185	291	367,0	0,164	89,3	2,63	231,6	68,7
ТП2-В2	4×185	291	367,0	0,164	89,3	2,63	231,6	68,7
ТП2-В3	4×185	291	367,0	0,164	89,3	2,63	231,6	68,7
ТП2-Е	4×25	82	91,5	1,2	21,7	4,68	56,3	21,4
ТП3-Л1	4×16	62	19,6	1,91	3,7	1,59	12	4,8
ТП3-Л2	4×16	62	19,6	1,91	3,7	1,59	12	4,8
ТП3-М	4×16	62	45,4	1,91	6,7	3,84	29	7,3
ТП3-Н-С	4×95	190	248,7	0,32	59,0	3,39	153	58,1

2.5.6 Перевірка електричних мереж на відповідність вимогам до показників якості електричної енергії

При проєктуванні цехової електромережі необхідно враховувати основну умову - перевірку на відхилення напруги. Згідно з ГОСТ 13109-97, відхилення напруги від нормальних значень не повинно перевищувати $\pm 5\%$.

Розрахуємо втрати напруги в лініях:

$$\Delta U_{\text{л.ТП3-ТП4}} = \frac{(P_{\text{ТП4}} \cdot r_0 + Q_{\text{ТП4}} \cdot x_0) L_{\text{ТП3-ТП4}}}{10 U_{\text{н}}^2},$$

$$\Delta U_{\text{л.ТП3-ТП4}} = \frac{(415,23 \cdot 0,868 + 116,81 \cdot 0,095) \cdot 0,5}{10 \cdot 10^2} = 0,19\%,$$

Результати розрахунку втрат напруги на інших ланках зведемо в таблицю 2.17:

Таблиця 2.17 - Втрати напруги на ланках ліній Л1 та Л2

Ділянка мережі	ΔU , %
ЦЖ-РП(Л4)	1,26
РП-ТП8(Л1)	0,76
ТП8-ТП7	0,47
ТП7-ТП6	0,19
ТП6-ТП5	0,13
ЦЖ-РП(Л3)	1,38
РП-ТП1(Л2)	0,83
ТП1-ТП2	0,44
ТП2-ТП3	0,15
ТП3-ТП4	0,19

Розрахуємо втрати напруги в трансформаторах:

$$\Delta U_{\text{ТП1}} = \frac{r_{\text{т}} \cdot P_{\text{ТП1}} + x_{\text{т}} \cdot Q_{\text{ТП1}}}{10 U_{\text{н}}^2},$$

де $r_{\text{т}}$ – активний опір трансформатора, Ом

$$r_{\text{тр}} = \frac{P_{\text{к}} \cdot U_{\text{нн}}^2}{S_{\text{н}}^2} \cdot 10^3,$$

$$r_{\text{тр}} = \frac{7,6 \cdot 10^2}{630^2} \cdot 10^3 = 1,91 \text{ Ом},$$

$x_{\text{т}}$ – реактивний опір трансформатора, Ом;

$$z_{\text{тр}} = \frac{U_{\text{к}} \cdot U_{\text{нн}}^2}{100 S_{\text{н}}} \cdot 10^3,$$

$$z_{\text{тр}} = \frac{5,5 \cdot 10^2}{100 \cdot 630} \cdot 10^3 = 8,73 \text{ Ом},$$

$$x_{\text{тр}} = \sqrt{z_{\text{тр}}^2 - r_{\text{тр}}^2} \text{ Ом},$$

$$x_{\text{тр}} = \sqrt{8,73^2 - 1,91^2} = 8,51 \text{ Ом},$$

$$\Delta U_{\text{ТП1}} = \frac{382,42 \cdot 1,91 + 168,25 \cdot 8,51}{10 \cdot 10^2} = 2,16\%.$$

Результати розрахунків опорів та втрат напруги для інших трансформаторів ТП зведемо в таблицю 2.18:

Таблиця 2.18 – Зведені результати розрахунків опорів та втрат напруги для трансформаторів ТП

Трансформатор	$r_{\text{т}}$, Ом	$x_{\text{т}}$, Ом	$\Delta U_{\text{т}}$, %
ТП1	1,91	8,51	2,16
ТП2	1,91	8,51	1,95
ТП3	3,43	10,71	1,5
ТП4	1,91	8,51	1,55
ТП5	3,43	10,71	1,98
ТП6	1,91	8,51	1,5
ТП7	1,91	8,51	1,63
ТП8	1,91	8,51	1,36

2.6. Вибір комутаційної апаратури розподільчої мережі

2.6.1 Вибір апаратури живлячої мережі

Електроенергія, що поступає від джерела живлення (ДЖ) до розподільної підстанції, забезпечується за допомогою двох повітряних ліній АСО 240, при чому відстань між ДЖ та розподільною підстанцією становить 15 км. Розподільна підстанція підключена до двох трансформаторів моделі ТМН - 80000/110, які живляться від повітряних ліній.

На стороні високої напруги (ВН) цих трансформаторів розташовані два силових вимикачі GL 312 F1.

На стороні низької напруги (НН) цих трансформаторів розташований один силовий вимикач УкрЕЛКОМ ВВ/ЕЛ.

2.6.2 Вибір апаратури розподільчої мережі

Запишемо вимикачі потужності в таблицю 2.19:

Таблиця 2.19 – Вибір вимикачів потужності

U , кВ	Параметри елементу	Розрахункові дані (максимальні)	Каталожні дані	Умови вибору
110	Номінальна напруга, кВ	$U_p = 110$	$U_{\text{ном}} = 110$	$U_p \leq U_{\text{ном}}$
	Номінальний струм, А	$I_p = 879$	$I_{\text{ном}} = 1250$	$I_p < I_{\text{ном}}$
10	Номінальна напруга, кВ	$U_p = 10$	$U_{\text{ном}} = 10$	$U_p \leq U_{\text{ном}}$
	Номінальний струм, А	$I_{p.\text{норм}} \approx 200$	$I_{\text{ном}} = 630$	$I_{p.\text{норм}} < I_{\text{ном}}$

Вибір автоматичних вимикачів та роз'єднувачів було здійснено згідно рекомендацій виробника та [9] і записано в таблицю 2.20 та таблицю 2.21:

Таблиця 2.20 – Вибір автоматичних вимикачів цеху

ЕП	Розрахунковий струм, А	Номінальний струм, $I_{\text{НОМ}}$, А	Умова вибору	Тип вимикача
СП1	41,4	63	$I_p < I_{\text{НОМ}}$	ВА63
СП2	50,7	63	$I_p < I_{\text{НОМ}}$	ВА63
СП3	59,5	80	$I_p < I_{\text{НОМ}}$	EZC100N
СП4	249,9	320	$I_p < I_{\text{НОМ}}$	EZC400N
СП5	53,3	63	$I_p < I_{\text{НОМ}}$	ВА63
СП6	25,7	32	$I_p < I_{\text{НОМ}}$	EZ9F34332
ЩО	10,4	16	$I_p < I_{\text{НОМ}}$	EZ9F34316
Шини НН	316,4	400	$I_p < I_{\text{НОМ}}$	EZC400N

Таблиця 2.21 – Вибір роз'єднувачів

$U, \text{кВ}$	Параметри елементу	Розрахункові дані (максимальні)	Каталожні дані	Умови вибору	Тип роз'єднувача
10	Номінальна напруга, кВ	$U_p = 10$	$U_{\text{НОМ}} = 10$	$U_p \leq U_{\text{НОМ}}$	РЛНДЗ- 10/400 УХЛ1
	Номінальний струм, А	$I_{\text{р.норм}} = 200$	$I_{\text{НОМ}} = 400$	$I_{\text{р.норм}} < I_{\text{НОМ}}$	

2.6.2 Вибір трансформаторів струму

Трансформатори струму вибирають у відповідності до таких параметрів:

1. За напругою установки

$$U_{\text{уст}} \leq U_{\text{НОМ}}$$

2. За струмом

$$I_{\text{МАХ}} \leq I_{\text{НОМ}}$$

Розрахунок трансформатора струму для ТП:

					ОЕ-91-01-01, 034	44
Змн.З	Арк.А	№ докум.№	Підпис	Дата		

Первинний номінальний струм на високій стороні (ВН) трансформатору струму:

$$I_{1BH} = \frac{S_{НОМ}}{\sqrt{3} \cdot U_{BH}},$$

де I_{1BH} - первинний номінальний струм трансформатора струму, А;

$S_{НОМ}$ - номінальна потужність трансформатора, яка захищається, кВА;

U_{1BH} - номінальна напруга обмотки ВН, кВ.

$$I_{1BH} = \frac{400}{\sqrt{3} \cdot 10} = 23,09 \text{ А.}$$

Первинний номінальний струм на боці НН:

$$I_{1HH} = \frac{S_{НОМ}}{\sqrt{3} \cdot U_{HH}},$$

де U_{1HH} - номінальна напруга НН трансформаторної обмотки, котра захищається.

$$I_{1HH} = \frac{400}{\sqrt{3} \cdot 0,4} = 577,34 \text{ А.}$$

Обрахувавши параметри необхідні для вибору трансформаторів струму, оберемо їх:

- на стороні ВН: ТА1, ТА2; ТПЛ-10-30/5 , клас точності 0,5;
- на стороні НН: ТА3; Т-0,66-600/5 УЗ.

Дані щодо вибору ТС занесені в таблицю 2.22.

Таблиця. 2.22 – Вибір трансформаторів струму

ТП		Розрахункові дані	Каталожні дані	Умови вибору	Тип ТС
ТП	ВН	$U_{ВН} = 10$ $I_{ВН} = 23,09$	$U_{НОМ} = 10$ $I_{НОМ} = 30$	$U_{1ВН} < U_{НОМ}$ $I_{1ВН} < I_{НОМ}$	ТПЛ-10- 30/5
	НН	$U_{НН} = 0,4$ $I_{НН} = 577,34$	$U_{НОМ} = 0,4$ $I_{НОМ} = 600$	$U_{1НН} < U_{НОМ}$ $I_{1НН} < I_{НОМ}$	Т-0,66- 600/5 УЗ

2.7. Розрахунок струмів короткого замикання.

Вихідні дані для розрахунку.

Вихідні дані розрахункової схеми:

Т1: ТДТН-80000/110; $S_{HT} = 80$ МВА; $U_{ВН}=115$ кВ; $U_{сн}=38,5$ кВ; $U_{НН}=10,5$ кВ;
 $P_{НХ}=53$ кВт; $P_{КЗ}=290$ кВт; $u_{КВ-С}=10,5\%$; $u_{КВ-Н}=18\%$; $u_{КС-Н}=7\%$; $I_{НХ}=0,5\%$;
 з'єднання обмоток: УН/Д/Д.

Повітряна лінія ПЛ1: АС-240, $l=15$ км, $X_{01}=0,42$ Ом/км, $R_{01}=0,198$ Ом/км,
 $X_{0ПЛ1}=3,5X_{01}$ Ом/км, $R_{0ПЛ1}=3,5R_{01}$ Ом/км;

Кабельна лінія КЛ1: АПвП 3х70, $l=2,4$ км, $X_{01}=0,443$ Ом/км, $R_{01}=0,086$ Ом/км;

Кабельна лінія КЛ2: АПвП 3х35, $l=4,2$ км, $X_{02}=0,868$ Ом/км, $R_{02}=0,095$ Ом/км;

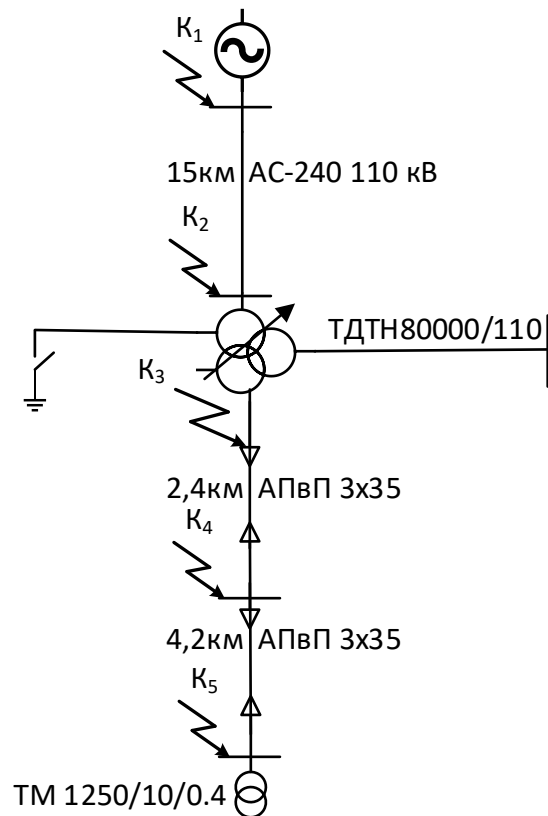


Рисунок 2.3 Розрахункова схема

2.7.1 Розрахунок струмів короткого замикання в електричній мережі вище 1 кВ

Ми проводимо розрахунок опору елементів схеми заміщення, використовуючи іменовані одиниці. За основну напругу приймаємо значення $U_c = 115$ кВ. Згідно з розрахунковою схемою, ми складаємо схему заміщення, яка зображена на рисунку 2.4.

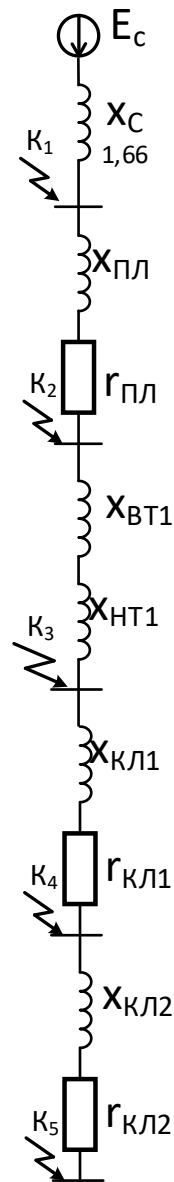


Рисунок 2.4 – Схема заміщення

Розрахуємо ЕРС та опір системи за формулами:

$$E_c = \frac{U_n}{\sqrt{3}},$$

$$E_c = \frac{115}{\sqrt{3}} = 66,47 \text{ кВ},$$

$$X_c = \frac{U_n}{\sqrt{3} \cdot I_{\text{відкл}}},$$

$$X_c = \frac{115}{\sqrt{3} \cdot 40} = 1,66 \text{ Ом}.$$

Активний та реактивний опори лінії розраховуються наступним чином:

$$R_{\text{л}} = r_0 l_{\text{л}},$$

$$X_L = x_0 l.$$

Розраховуємо активний і індуктивний опори ПЛ1:

$$R_{ПЛ1} = 0,198 \cdot 15 = 2,97 \text{ Ом},$$

$$X_{ПЛ1} = 0,42 \cdot 15 = 4,62 \text{ Ом}.$$

Розраховуємо активний і індуктивний опори КЛ1:

$$R_{КЛ1} = r_0 \cdot l \cdot \left(\frac{U_1}{U_2} \right)^2,$$

$$R_{КЛ1} = 0,443 \cdot 2,4 \cdot \left(\frac{115}{10,5} \right)^2 = 128 \text{ Ом},$$

$$X_{КЛ1} = x_0 \cdot l \cdot \left(\frac{U_1}{U_{с2}} \right)^2,$$

$$X_{КЛ1} = 0,086 \cdot 2,4 \cdot \left(\frac{115}{10,5} \right)^2 = 25 \text{ Ом}.$$

Розраховуємо активний і індуктивний опори КЛ2:

$$R_{КЛ2} = 0,095 \cdot 4,2 \cdot \left(\frac{115}{10,5} \right)^2 = 48 \text{ Ом},$$

$$X_{КЛ2} = 0,868 \cdot 4,2 \cdot \left(\frac{115}{10,5} \right)^2 = 437 \text{ Ом}.$$

Опори трансформатора Т1:

$$X_{ВТ} = \frac{u_{ВН-СН\%} + u_{ВН-НН\%} - u_{СН-НН\%}}{2 \cdot 100\%} \cdot \frac{U_H^2}{S_H},$$

$$X_{НТ} = \frac{u_{ВН-НН\%} + u_{СН-НН\%} - u_{ВН-ВН\%}}{2 \cdot 100\%} \cdot \frac{U_H^2}{S_H},$$

$$X_{СТ} = \frac{u_{ВН-СН\%} + u_{СН-НН\%} - u_{ВН-ВН\%}}{2 \cdot 100\%} \cdot \frac{U_H^2}{S_H}.$$

Отримуємо:

$$X_{ВТ} = \frac{10,5 + 18 - 7}{2 \cdot 100\%} \cdot \frac{115^2}{80} = 17,77 \text{ Ом},$$

$$X_{НТ} = \frac{18 + 7 - 10,5}{2 \cdot 100\%} \cdot \frac{115^2}{80} = 11,98 \text{ Ом},$$

$$X_{СТ} = \frac{10,5 + 7 - 18}{2 \cdot 100\%} \cdot \frac{115^2}{80} = -0,41 \approx 0 \text{ Ом}.$$

2.7.2 Розрахунок струмів трифазного КЗ

Еквівалентуємо схему заміщення відносно точок КЗ. На рисунку 2.5 показана еквівалентна схема заміщення для точки КЗ.

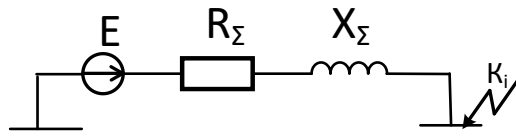


Рисунок 2.5- Еквівалентна схема заміщення для точки КЗ

Ураховуючи значну відстань між точками короткого замикання (КЗ) та електричною системою, періодична складова струму КЗ приймається постійною і обчислюється за допомогою формули:

$$I_i'' = I_{it} = I_{i\infty} = \frac{E_c}{\sqrt{R_{\Sigma i}^2 + X_{\Sigma i}^2}},$$

де $I_i'', I_{it}, I_{i\infty}$ – діючі значення відповідно надперехідного струму, періодичного складника струму КЗ для довільного моменту часу t та усталеного струму трифазного КЗ.

Постійну часу затухання аперіодичної складової струму короткого замикання визначається за формулою:

$$T_{aki} = \frac{x_{\Sigma i}}{\omega \cdot r_{\Sigma i}}.$$

Ударний коефіцієнт визначається за формулою:

$$k_{ydi} = 1 + e^{\frac{-0,01}{T_{aki}}}.$$

Ударний струм КЗ визначається за формулою:

$$i_{ydi} = \sqrt{2} \cdot k_{ydi} \cdot I_i''.$$

Найбільші діючі значення повного струму короткого замикання визначаються за формулою:

$$I_{di} = I_i'' \cdot \sqrt{1 + 2 \cdot (k_{ydi} - 1)^2}.$$

Значення теплового імпульсу розраховується за формулою:

$$B_{ki} = I_i''^2 \cdot (T_{aki} + t_{відімк}),$$

де, $t_{відімк} = t_z + t_{вим} = 0,1 + 0,08 = 0,18$ с – час від початку КЗ до його вимикання.

					ОЕ-91-01-01, 034	50
Змн.З	Арк.А	№ докум.№	Підпис	Дата		

Еквівалентні активний і індуктивний опори до точки К5 розрахуємо за формулами:

$$X_{\Sigma 5} = X_c + X_{пл1} + X_{вт} + X_{нт} + X_{кл1} + X_{кл2},$$

$$X_{\Sigma 5} = -0,41 + 4,62 + 17,77 + 12 + 437 + 25 = 495 \text{ Ом},$$

$$R_{\Sigma 5} = R_{пл1} + R_{кл1} + R_{кл2}$$

$$R_{\Sigma 5} = 2,97 + 48 + 128 = 179 \text{ Ом}.$$

Періодична складова струму КЗ для точки К5:

$$I_5^{''115} = \frac{66,47}{\sqrt{495^2 + 179^2}} = 0,126 \text{ кА},$$

$$I_5^{''10,5} = 0,126 \cdot \frac{115}{10,5} = 1,38 \text{ кА}.$$

Розрахуємо постійну часу затухання аперіодичної складової струму короткого замикання для К5:

$$T_{ак5} = \frac{495}{314 \cdot 179} = 0,0088 \text{ с}.$$

Ударний коефіцієнт для точки К5:

$$k_{уд5} = 1 + e^{\frac{-0,01}{0,0088}} = 1,32 \text{ с}.$$

Ударний струм КЗ для точки К5:

$$i_{уд5} = \sqrt{2} \cdot 1,32 \cdot 1,38 = 2,6 \text{ кА}.$$

Найбільше діюче значення повного струму короткого замикання для точки К5:

$$I_{д5} = 1,38 \cdot \sqrt{1 + 2 \cdot (1,32 - 1)^2} = 1,5 \text{ кА}.$$

Значення теплового імпульсу для точки К5:

$$B_{к5} = 1,38^2 \cdot (0,18 + 0,0088) = 0,36 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}.$$

Аналогічно здійснимо розрахунки для всіх точок та зведемо в таблицю 2.23.

					ОЕ-91-01-01, 034	51
Змн.З	Арк.А	№ докум.№	Підпис	Дата		

Таблиця 2.23 - Результати розрахунків струмів КЗ

Точка	$R_{\Sigma i}$	$X_{\Sigma i}$	I''_i , кА	T_{aki} , с	$k_{уди}$	$i_{уди}$, кА	I_{yi} , кА	B_{ki} , кА ² ·с
К2	3	4,21	13	0,0045	1,1	20	13	31
К3	3	34	2	0,036	1,75	5	2,9	0,864
К4	130	59	0,46	0,0015	1	0,65	0,46	0,038
К5	179	495	1,38	0,0088	1,32	2,6	1,5	0,36

2.7.3 Розрахунок однофазного короткого замикання.

Однофазне коротке замикання виникає, коли тільки одна фаза в трьохфазній електроенергетичній системі з глухо- або ефективно заземленими нейтралями силових елементів сполучається зі землею. Для розрахунку струму однофазного короткого замикання необхідно скласти схеми заміщення для прямої, зворотної та нульової послідовностей. У цих схемах вказуються лише ЕРС прямої послідовності джерел живлення та симетричні складові напруги в місці короткого замикання.

Проведемо розрахунок струму однофазного короткого замикання на стороні 110 кВ. Обчислимо еквівалентний опір для прямої послідовності:

$$X_{рез1} = X_c + X_{пл1} = 1,66 + 4,62 = 6,28 \text{ Ом},$$

$$R_{рез1} = R_{пл1} = 2,97 \text{ Ом}.$$

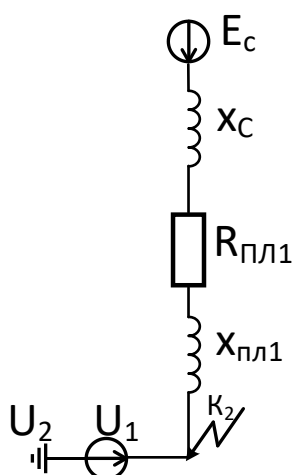


Рисунок 2.6 - СЗ прямої послідовності та зворотної послідовності

Розрахуємо еквівалентний опір зворотньої послідовності:

$$X_{рез2} = X_{рез1} = X_c + X_{пл1} = 1,66 + 4,62 = 6,28 \text{ Ом},$$

$$R_{рез2} = R_{рез1} = R_{пл1} = 2,97 \text{ Ом}.$$

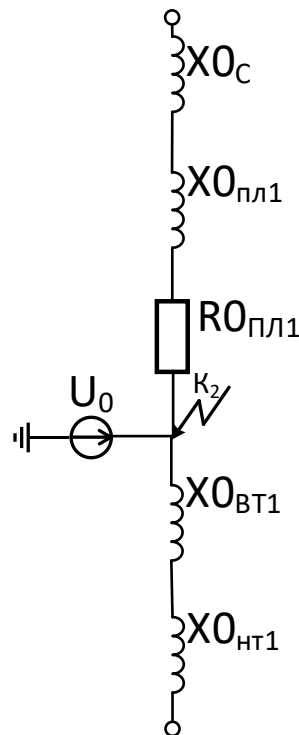


Рисунок 2.7 - СЗ нульової послідовності

Опори елементів СЗ нульової послідовності співпадають з опорами СЗ трифазного КЗ, окрім опорів повітряної лінії, тому розрахуємо їх:

$$X_{0пл1} = 3,5 \cdot 0,42 \cdot 15 = 22 \text{ Ом},$$

$$R_{0пл1} = 3,5 \cdot 0,198 \cdot 15 = 10,4 \text{ Ом}.$$

Спростимо схему заміщення для нульової послідовності до найпростішої форми: Виконаємо повне спрощення схеми заміщення для нульової послідовності до найпростішої форми (рисунок 2.8).

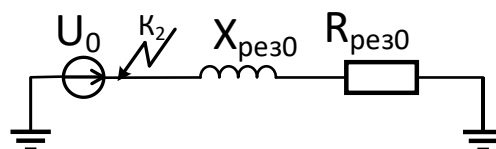


Рисунок 2.8- Еквівалента схема заміщення нульової послідовності

Розраховуємо результуючі опори нульової послідовності відносно точки $K_2^{(1)}$:

$$X_{рез01} = X_{0c} + X_{0пл},$$

$$X_{\text{рез02}} = X_{0\text{ВН}} + X_{0\text{НН}},$$

$$X_{\text{рез0}} = \frac{X_{\text{рез01}} \cdot X_{\text{рез02}}}{X_{\text{рез01}} + X_{\text{рез02}}},$$

$$R_{\text{рез0}} = \frac{R_{\text{рез01}} \cdot R_{\text{рез02}}}{R_{\text{рез01}} + R_{\text{рез02}}},$$

$$X_{\text{рез01}} = 0,41 + 22 = 22,4 \text{ Ом},$$

$$X_{\text{рез02}} = 17,77 + 11,98 = 29,75 \text{ Ом},$$

$$X_{\text{рез0}} = \frac{22,4 \cdot 29,75}{22,4 + 29,75} = 12,8 \text{ Ом},$$

$$R_{\text{рез0}} = \frac{10,4 \cdot 0}{10,4 + 0} = 0 \text{ Ом}.$$

Визначаємо додатковий опір однофазного КЗ:

$$\Delta X_{\Sigma}^{(1)} = X_{\text{рез01}} + X_{\text{рез02}},$$

$$\Delta R_{\Sigma}^{(1)} = R_{\text{рез01}} + R_{\text{рез02}}.$$

$$\Delta X_{\Sigma}^{(1)} = 22,4 + 29,75 = 52 \text{ Ом},$$

$$\Delta R_{\Sigma}^{(1)} = 10,4 + 0 = 10,4 \text{ Ом}.$$

Розраховуємо сумарний опір однофазного КЗ:

$$X_{\Sigma}^{(1)} = X_{\text{рез1}} + \Delta X_{\Sigma}^{(1)},$$

$$R_{\Sigma}^{(1)} = R_{\text{рез1}} + \Delta R_{\Sigma}^{(1)}.$$

$$X_{\Sigma}^{(1)} = 22 + 52 = 74 \text{ Ом},$$

$$R_{\Sigma}^{(1)} = 10,4 + 10,4 = 20,8 \text{ Ом}.$$

Розраховуємо діюче значення надперехідного струму КЗ в пошкодженій фазі:

$$I_2^{(1)} = \frac{m^{(1)} E_c}{\sqrt{\left(X_{1\Sigma} + \Delta X_{\Sigma}^{(1)}\right)^2 + \left(R_{1\Sigma} + \Delta R_{\Sigma}^{(1)}\right)^2}}.$$

де $m^{(1)} = 3$ – для однофазного КЗ.

$$I_2^{(1)} = \frac{3 \cdot 66,4}{\sqrt{(74 + 52)^2 + (20,8 + 10,4)^2}} = 1,5 \text{ кА}.$$

Визначимо постійну часу затухання аперіодичної складової струму короткого замикання:

$$T_{aki} = \frac{X_{\Sigma}^{(1)}}{\omega \cdot R_{\Sigma}^{(1)}}.$$

$$T_{ak2} = \frac{74}{314 \cdot 20,8} = 0,011 \text{ с.}$$

Розраховуємо ударний коефіцієнт при однофазному КЗ:

$$k_{yди} = 1 + e^{\frac{-0,01}{T_{ak2}}},$$

$$k_{yд1} = 1 + e^{\frac{-0,01}{0,011}} = 1,4.$$

Розраховуємо ударний струм при однофазному КЗ:

$$i_{yди} = \sqrt{2} \cdot k_{yди} \cdot I_{K1}^{(1)}.$$

$$i_{yд1} = \sqrt{2} \cdot 1,4 \cdot 1,5 = 3 \text{ кА.}$$

Розраховуємо найбільше діюче значення повного струму короткого замикання:

$$I_d = I_{K1}^{(1)} \cdot \sqrt{1 + 2 \cdot (k_{yди} - 1)^2}.$$

Отримуємо:

$$I_{д1} = 1,5 \cdot \sqrt{1 + 2(1,4 - 1)^2} = 1,7 \text{ кА,}$$

$$B_{к1} = 1,5^2 \cdot (0,011 + 0,18) = 0,43 \text{ кА}^2 \cdot \text{с.}$$

2.7.4 Розрахунок струмів короткого замикання в електричній мережі нижче 1 кВ

Значний вплив на розмір короткого замикання в мережах з напругою до 1 кВ мають опори збірних шин і їх з'єднань, трансформаторів струму, розмикаючих котушок автоматичних вимикачів та іншого обладнання. Опори контактних з'єднань, таких як болтові з'єднання шин, зажимні контакти апаратів, а також перехідний опір контакту в місці короткого замикання, також мають помітний вплив. Тому при проведенні розрахунків необхідно враховувати всі активні та індуктивні опори короткого замикання.

Розрахунок струмів короткого замикання проводиться в іменованих одиницях. Параметри елементів розрахункової схеми залежать від рівня напруги в мережі, в якій розглядається точка короткого замикання.

Розрахункова схема зображена на рисунку 2.9

Вихідні дані:

Трансформатор: тип ТМ-1250/10/0,4; $S_H = 1250 \text{ кВ} \cdot \text{А}$; $u_{HB} = 10 \text{ кВ}$; $u_{HH} = 0,4 \text{ кВ}$; $\Delta P_{K3} = 14,7 \text{ кВт}$; $U_K = 5,5\%$;

Шини приєднання трансформатора до щита 0,4 кВ : $l_{ш} = 5 \text{ м}$; метал – Al; $r_{ш.0} = 0,1 \text{ Ом/км}$; $x_{ш.0} = 0,13 \text{ Ом/км}$; $S = 80 \times 8 \text{ мм}^2$.

Трансформатор струму ТС: $r_{TC} = 0,2 \text{ мОм}$, $x_{TC} = 0,05 \text{ мОм}$.

Опори котушок включення автоматичних вимикачів: $X_{KB.SF} = 0,07 \text{ мОм}$; $R_{KB.SF} = 0,13 \text{ мОм}$.

Опори контактів автоматичних вимикачів: $r_{K_{SF}} = 0,14 \text{ мОм}$, $R_{\phi.k} = 0,003 \text{ мОм}$

КЛЗ: АПвП 3х35, $l=0,06 \text{ км}$, $X_{03}=0,0602 \text{ Ом/км}$, $X_{03}=0.253 \text{ Ом/км}$;

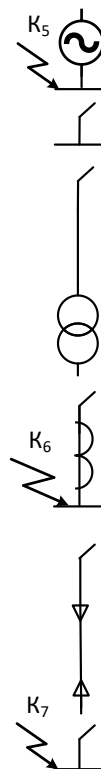


Рисунок 2.9- Розрахункова схема

Розраховуємо параметри схеми заміщення у іменованих одиницях: Опір системи:

$$X_c = \frac{U_{HH}^2}{\sqrt{3} I_4^{(3)} U_{HB}}$$

$$X_c = \frac{0,4^2 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 1,45 \cdot 10,5} = 6,06 \text{ МОм.}$$

Опори трансформатора:

$$R_m = \frac{\Delta P_{K3} U_{HH}^2 10^6}{S_H^2},$$

$$R_m = \frac{7,6 \cdot 0,4^2 \cdot 10^6}{1250^2} = 7,6 \text{ МОм.}$$

$$X_m = \sqrt{\left(\frac{U_K}{100}\right)^2 - \left(\frac{\Delta P_{K3}}{S_H}\right)^2} \cdot \frac{(U_{HH})^2 \cdot 10^6}{S_H},$$

$$X_m = \sqrt{\left(\frac{5,5}{100}\right)^2 - \left(\frac{7,6}{630}\right)^2} \cdot \frac{(0,4)^2 \cdot 10^6}{1250} = 6,87 \text{ МОм.}$$

Опори шин:

$$R_{ш} = R_{ш.0} \cdot l_{ш} \cdot 10^3,$$

$$R_{ш} = 0,1 \cdot 0,005 \cdot 10^3 = 0,5 \text{ МОм,}$$

$$X_{ш} = X_{ш.0} \cdot l_{ш} \cdot 10^3,$$

$$X_{ш} = 0,13 \cdot 0,005 \cdot 10^3 = 0,65 \text{ МОм.}$$

Активний та індуктивний опори лінії КЛЗ:

$$R_{КЛЗ} = R_{0КЛЗ} \cdot l_{КЛЗ} \cdot 10^3,$$

$$X_{КЛЗ} = X_{0КЛЗ} \cdot l_{КЛЗ} \cdot 10^3,$$

$$R_{КЛЗ} = 0,868 \cdot 0,06 \cdot 10^3 = 5,2 \text{ МОм,}$$

$$X_{КЛЗ} = 0,095 \cdot 0,06 \cdot 10^3 = 5,7 \text{ МОм.}$$

Активний опір одного болтового контактного з'єднання, згідно

$$R_{б.к} = 0,003 \text{ МОм.}$$

2.7.5 Розрахунок струму трифазного КЗ

Будуємо схему заміщення для визначення струмів КЗ в точках К1 – К2
 рисунок 2.10.

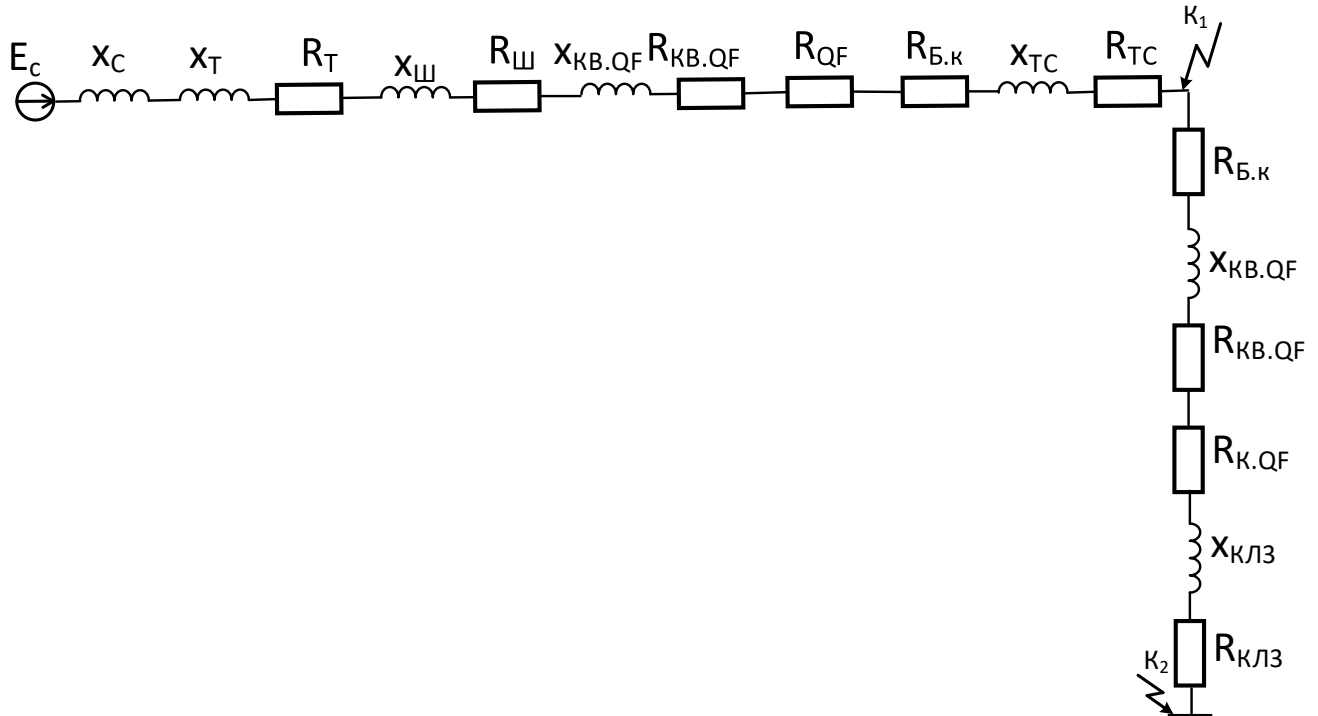


Рисунок 2.10 - Схема заміщення

Еквівалентуємо схему заміщення та розраховуємо результуючі опори:

$$R_{\Sigma K1} = R_m + R_{ш} + R_{KB.SF} + R_{K.SF} + 4 \cdot R_{Б.К} + R_{TC},$$

$$R_{\Sigma K1} = 6,06 + 6,87 + 0,07 + 0,65 + 0,05 = 13,7 \text{ мОм},$$

$$X_{\Sigma K1} = X_c + X_T + X_{KB.SF} + X_{ш} + X_{TC},$$

$$X_{\Sigma K1} = 0,5 + 4 \cdot 0,003 + 1,5 + 0,14 + 0,2 + 0,13 = 2,48 \text{ мОм}.$$

Розрахуємо діюче значення надперехідного струму трифазного КЗ:

$$I_1^{(3)} = \frac{1,05 \cdot U_{HH} \cdot 10^3}{\sqrt{3} \sqrt{R_{\Sigma K1}^2 + X_{\Sigma K1}^2}},$$

$$I_1^{(3)} = \frac{1,05 \cdot 0,4 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \sqrt{13,7^2 + 2,48^2}} = 17,41 \text{ кА}.$$

Розраховуємо постійну часу загасання аперіодичного струму КЗ:

$$T_{aki1} = \frac{x_i}{\omega + r_i} = \frac{13,7}{314 \cdot 2,48} = 0,017 \text{ с}.$$

Розраховуємо значення теплового імпульсу:

$$B_{k1}^{(3)} = 17,41^2 \cdot (0,17 + 0,18) = 59,71 \text{ кА}^2 \cdot \text{с.}$$

Розраховуємо ударний коефіцієнт:

$$k_{уд1} = 1 + e^{\frac{-0,001}{T_{aki}}},$$

$$k_{уд1} = 1 + e^{\frac{-0,001}{0,017}} = 1,55 \text{ с.}$$

Розраховуємо ударний струм для точки К1:

$$I_{y1}^{(3)} = \sqrt{2} \cdot k_{уд1}^{(3)} \cdot I_1^{(3)},$$

$$I_{y1}^{(3)} = \sqrt{2} \cdot 1,55 \cdot 17,41 = 38,16 \text{ кА.}$$

Розраховуємо найбільше діюче значення повторного струму короткого замикання:

$$I_{y1}^{(3)} = I_1^{(3)} \cdot \sqrt{1 + 2 \cdot (k_{уд1}^{(3)} - 1)^2},$$

$$I_{y1}^{(3)} = \sqrt{2} \cdot 1,836 \cdot 6,996 = 18,165 \text{ кА.}$$

Аналогічним чином робимо розрахунки для точки К2. Результати розрахунку заносимо до таблиці 2.20

2.7.6 Розрахунок струму однофазного КЗ

Зробимо розрахунок струму однофазного КЗ в точці К1. Складаємо схему заміщення прямої послідовності, яка зображена на рисунку 2.11.

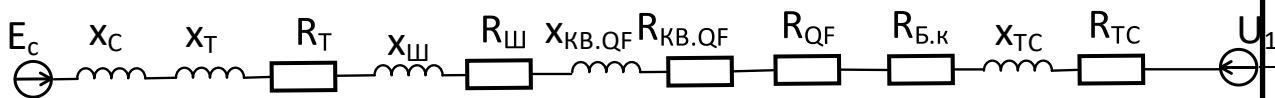


Рисунок 2.11- Схема заміщення прямої послідовності

$$R_{\Sigma K1} = R_T + R_{ш} + R_{KB.SF} + R_{к.SF} + 4 \cdot R_{Б.к} + R_{TC},$$

$$X_{\Sigma K1} = (X_c + X_T + X_{KB.SF} + X_{TC}),$$

$$X_{\Sigma K1} = 6,06 + 6,87 + 0,07 + 0,65 + 0,5 = 14,15 \text{ мОм,}$$

$$R_{\Sigma K1} = 0,5 + 4 \cdot 0,003 + 0,13 + 1,5 + 0,14 + 0,2 = 2,48 \text{ мОм.}$$

Схема заміщення зворотної послідовності така ж, як і схема прямої послідовності, тільки без ЕРС.

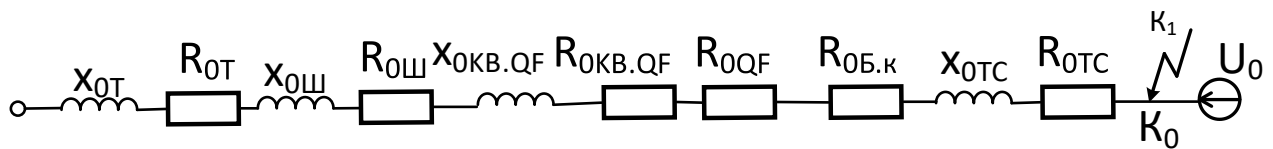


Рисунок 2.12 - Схема заміщення нульової послідовності

Питомі опори нульової послідовності шин:

$$X_{0Ш} = 8,5X_{Ш},$$

$$R_{0Ш} = 10R_{Ш}.$$

$$X_{0Ш} = 8,5 \cdot 0,65 = 5,53 \text{ мОм},$$

$$R_{0Ш} = 10 \cdot 0,5 = 5 \text{ мОм}.$$

Розрахуємо еквівалентні активний та індуктивні опори нульової послідовності для точки К1:

$$R_{0\Sigma K1} = R_{0T} + R_{0Ш} + R_{0КВ.SF} + R_{0К.SF} + 4 \cdot R_{0Б.К} + R_{0ТС},$$

$$X_{0\Sigma K1} = (X_{0T} + X_{0Ш} + X_{0КВ.QF0} + X_{ТС0}),$$

$$R_{0\Sigma K1} = 1,5 + 4 \cdot 0,003 + 0,13 + 0,14 + 5 + 0,2 = 6,98 \text{ мОм},$$

$$X_{0\Sigma K1} = 6,87 + 0,07 + 5,53 + 0,05 = 12,52 \text{ мОм}.$$

Початкове діюче значення періодичної складової струму однофазного КЗ:

$$I_1^{(1)} = \frac{(1,05 \cdot U_{HH}) \cdot 10^3 \cdot m^{(1)}}{\sqrt{3} \cdot \sqrt{(2 \cdot r_{\Sigma 1} + r_{\Sigma 0})^2 + (2 \cdot x_{\Sigma 1} + x_{\Sigma 0})^2}}.$$

$$I_{K1}^{(1)} = \frac{(1,05 \cdot 0,4) \cdot 10^3 \cdot 3}{\sqrt{3} \cdot \sqrt{(2 \cdot 2,48 + 6,982)^2 + (2 \cdot 14,15 + 12,52)^2}} = 17,1 \text{ кА}.$$

Розраховуємо постійну часу загасання аперіодичного струму КЗ:

$$T_{ак1}^{(1)} = \frac{2 \cdot x_1 + x_7}{2 \cdot \pi \cdot 50 \cdot (2 \cdot R_1 + R_7)},$$

$$T_{ак1}^{(1)} = \frac{2 \cdot 14,15 + 12,52}{314 \cdot (2 \cdot 2,48 + 6,98)} = 0,01 \text{ с}.$$

Розраховуємо ударний коефіцієнт:

$$k_{yди} = 1 + e^{\frac{-0,001}{T_{aki}}},$$

$$k_{yд1} = 1 + e^{\frac{-0,001}{0,01}} = 1,36.$$

Розраховуємо ударний струм для точки К1:

$$I_{уд1}^{(1)} = \sqrt{2} \cdot k_{уд1} \cdot I_{к1}''$$

$$i_{уд1}^{(1)} = \sqrt{2} \cdot 1,36 \cdot 17,1 = 32,88 \text{ кА.}$$

Розраховуємо найбільше діюче значення повторного струму короткого замикання:

$$I_{д1}^{(1)} = I_{к1}'' \cdot \sqrt{1 + 2 \cdot (k_{уд1} - 1)^2},$$

$$I_{д1}^{(1)} = 17,1 \cdot \sqrt{1 + 2 \cdot (1,36 - 1)^2} = 19,18 \text{ кА.}$$

Розраховуємо значення теплового імпульсу:

$$B_{к1}^{(1)} = I_{к1}''^2 \cdot (t_{відім} + T_{к1}^{(1)}),$$

$$B_{к1}^{(1)} = 8,987^2 \cdot (0,18 + 0,01) = 55,55 \text{ кА}^2 \cdot \text{с},$$

$$\text{де } t_{відімк} = t_з + t_{вим} = 0,1 + 0,08 = 0,18 \text{ с.}$$

Результати всіх розрахунків для мережі нижче 1кВ заносимо до таблиці 2.24

					ОЕ-91-01-01, 034	61
Змн.З	Арк.А	№ докум.№	Підпис	Дата		

Таблиця 2.24- Результати розрахунків для мережі нижче 1 кВ

Точка КЗ	U_i , кВ	$x_{\Sigma i}$, МОм	$r_{\Sigma i}$, МОм	I_i'' , кА	T_{aki} , с	$k_{уди}$	$i_{уди}$, кА	I_{yi} , кА	B_{ki} , кА ² ·с
K1 ⁽³⁾	0,4	13,7	2,48	17,41	0,0017	1,55	18,165	38,16	59,71
K1 ⁽¹⁾	0,4	12,52	6,98	17,1	0,01	1,36	32,88	19,18	55,55
K2 ⁽³⁾	0,4	19,4	7,68	11,62	0,008	1,28	21,03	12,49	13,26

2.7.7 Перевірка струмопровідних частин на термічну та електродинамічну стійкість

Таблиця 2.25 –Перевірка комутаційних апаратів 0,4 кВ

Напруга	Вибраний елемент	Параметри	Умови перевірки	Розрахункові дані	Каталожні дані
0,4 кВ	EZC400N	Струм	$i_{yd} \leq i_{\max}$	18	38 кА
		динамічної стійкості	$I'' \leq I_{\text{вимик}}$	17	18 кА
		Тепловий імпульс	$B_k \leq I_{m.c}^2 t_{m.c}$	59	120 кА ² · с

З таблиці 2.25 можна побачити що обраний апарат відповідає вимогам та підходить для захисту.

2.8. Релейний захист та автоматика (РЗА)

Завдання:

Розрахувати струмову відсічку лінії 10 кВ і тр-ра 10/0,4 кВ. Надати схему захисту.

Для забезпечення захисту 10 кВ кабелів лінії від перевантажень, використовуються струмові реле КА5. Ці реле КА5 встановлені в системі МТЗ (Моментального Теплового Захисту) і сприймають несиметричні перевантаження.

Після відключення струму, відновлення струму відбувається з максимального робочого струму лінії. У випадку аварійної ситуації, коли одна з

паралельних ліній відключена, струм може тимчасово збільшитися до 130% від довгостроково допустимого струму кабелю.

Вихідні дані – із електричної частини:

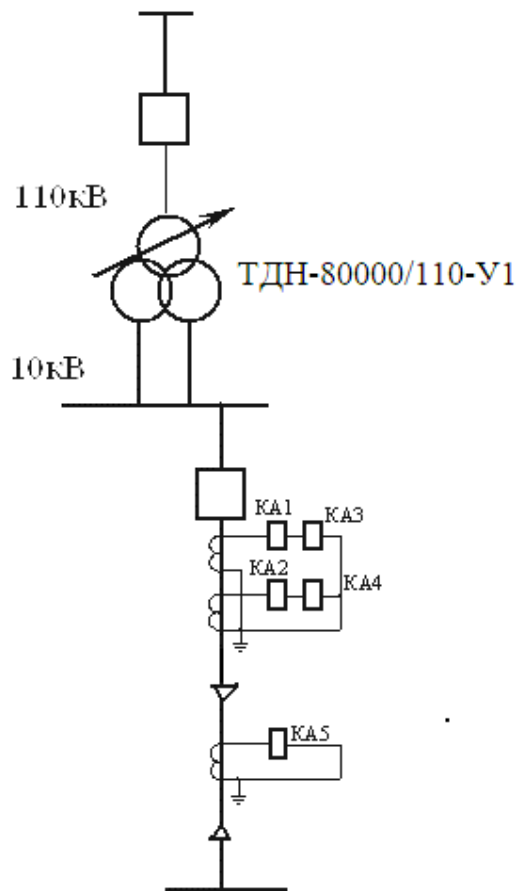


Рисунок 2.13 Схема для розрахунку релейного захисту кабельної лінії напругою 10 кВ.

При $n_T=300$, струм спрацювання реле буде рівний:

$$I_{c.p.} = \frac{I_{c.з.}}{n_T},$$

де $I_{c.з.}$ - струм спрацювання захисту, А;

n_T – коефіцієнт трансформації трансформатора струму.

$$I_{c.з.} = k_H I_{K3 \text{ зовн макс}}^{(3)},$$

де $I_{c.з.}$ - струм спрацювання захисту;

k_H – коефіцієнт надійності, приймається 1.2 – 1.3;

$I_{K3 \text{ зовн макс}}^{(3)}$ - трьохфазний зовнішній струм КЗ (в нашому випадку струм КЗ в точці КЗ).

$$I_{c.з.} = 1,2 * 1500 = 1800 \text{ А}$$

Змн.З	Арк.А	№ докум.№	Підпис	Дата	ОЕ-91-01-01, 034	63
-------	-------	-----------	--------	------	------------------	----

струм спрацювання реле

$$I_{c.p.} = k_{cx} k_n I_{K3 \text{ зовн макс}}^{(3)} / K_I = 1 * 1.2 * 1500 / 10 = 180 \text{ (A)}.$$

$K_1 = 10$ – номінальний коефіцієнт трансформації, згідно параметрів вибраного трансформатора.

Коефіцієнт чутливості відсічки визначається як відношення:

$$K_{\text{ч}} = \frac{I_{K3. \text{мін}}^{(2)}}{I_{c.з.}},$$

де $I_{K3. \text{мін}}^{(2)}$ - мінімальний струм КЗ при ушкодженні на кінці лінії

$$I_{K3. \text{мін}}^{(2)} = 0,867 * I_{K3.2}^{(3)} = 0,867 * 460 = 399 \text{ (A)}.$$

Тоді коефіцієнт чутливості відсічки буде

$$K_{\text{ч}} = \frac{I_{K3. \text{мін}}^{(2)}}{I_{c.з.}} = 399 / 1500 = 0,26 < 1,5.$$

2.9 Організація обліку електричної енергії на об'єкті проєктування

Для впровадження системи обліку електричної енергії на підприємстві будуть встановлені різні компоненти АСКОЕ, зокрема: лічильник, трансформатори струму та напруги, а також інше необхідне обладнання. Докладніше про вибір такого обладнання можна знайти у частині 1, 3.

2.10 Економічні характеристики проєкту

Розрахунок вартості приєднання до електричних мереж ОСР

Згідно з постановою Національної комісії, що здійснює державне регулювання у сфері енергетики та комунальних послуг 06.12.2022 №1617.

Ставка плати за нестандартне приєднання для електроустановок, призначених для споживання електричної енергії, тис. грн/1 кВт. (Додаток Г) .

Отже, вартість приєднання буде близько $2113 * 482 = 1018466$ грн.

Заява на приєднання додається (Додаток Д).

2.10.1 Формування загальної специфікації обладнання і матеріалів за проєктом

Перелік обладнання і матеріалів представлений в таблиці 2.26.

					ОЕ-91-01-01, 034	64
Змн.З	Арк.А	№ докум.№	Підпис	Дата		

Таблиця 2,26 - Специфікація обладнання, виробів і матеріалів

Позиція	Найменування та технічна характеристика	Тип, марка, позначення документа, опитувального листа	Код обладнання, виробу, матеріалу	Завод - виготовлення	Одиниці виміру	Кількість	Маса одиниці, кг	Примітка
1	Світильник	LGT-Prom-Orion-ML-150	9405 40	LEDVANCE	шт	42	5,2	
2	Силовий трансформатор	ТМН-80000/110	8504	Запорожтрансформатор	шт	2	104000	
3	Силовий трансформатор	ТМ-1250/10/0,4	8504	Запорожтрансформатор	шт	2	2700	
4	Кабель	АПВП 5*35	8544	ЮЖКАБЕЛЬ	км	4,26	3420	
5	Кабель	АПВП 3*70	8544	ЮЖКАБЕЛЬ	км	2,4	4240	
6	Кабель	АВВГ 5*185	8544	ЮЖКАБЕЛЬ	км	0,04	15000	
7	ПЛ	АС 240	8544	ЮЖКАБЕЛЬ	км	15	952	
8	Силовий вимикач	GL 312 F1	8536	GE Grid Solution	шт	2	40	
9	Силовий вимикач	УкрЕЛКОМ ВВ/ЕЛ	8536	УкрЕЛКОМ	шт	1	28	
10	Автоматичний вимикач	ВА63 63А	8531 20	schneider electric	шт	3	1	
11	Автоматичний вимикач	ЕЗС400N 400А	8532 20	schneider electric	шт	1	5	
12	Автоматичний вимикач	ЕЗС400N 320А	8533 20	schneider electric	шт	1	5	
13	Автоматичний вимикач	ЕЗС100N 80А	8534 20	schneider electric	шт	1	2	
14	Автоматичний вимикач	ЕЗ9F34332 32А	8535 20	schneider electric	шт	1	1	
15	Автоматичний вимикач	ЕЗ9F34316 16А	8536 20	schneider electric	шт	1	0,2	
16	Силовий роз'єднувач	РЛНДз-10/400 УХЛ1	8536	УкрЕлектро	шт	1	33	
17	Трансформатор струму	ТПЛ-10-30/5	8546 20 00 10	Запорожтрансформатор	шт	3	15	
18	Трансформатор струму	ТШ-0,66-2 2000/5	8546 20 00 10	Запорожтрансформатор	шт	3	4	
19	Трансформатор напруги	НОЛП-ЭК-10-М1-10000/100-0,5-100-У2-Б-КЭАЗ	8546 20 00 10	Запорожтрансформатор	шт	3	25	
20	Шини приєднання 0,4 кВ	-	8536	Wader	м	5	30	
21	Струмове реле	КА5	8536	Новатек	шт	1	0,5	
22	Лічильник 0,4 кВ	СТК3	9027 30	Енергія 9	шт	1	0,5	
23	Лічильник 100 В	СТК1	9028 30	Енергія 9	шт	3	0,5	
24	Модем	RS-232/Hayes	8536	Hayes Serial	шт	1	0,5	
25	Модем	RS-232/485	8536	Hayes Serial	шт	1	0,5	
26	GSM антена	ICS-BY-11D	8517 70 00 11	Digus	шт	1	0,2	
27	ДБЖ	LPY-PSW-500VA+	8601 20 00 00	LogicPower	шт	1	5	
28	Лінія зв'язку	ЛТ-04	9001	Ютекс ОКП	м	1300	35	
29	Конденсаторна батарея	АКУ-0,4- 80-10		Технокабель	шт	1	60	

Висновок

Під час розрахунку загальної схеми електропостачання ремонтно-механічного цеху були враховані різні аспекти, такі як навантаження, параметри обладнання та характеристики цеху. З метою забезпечення стабільної та безперебійної роботи цеху, було виконано детальний аналіз та розрахунок необхідних елементів електропостачання. Результатом розрахунків була розроблена загальна схема електропостачання, яка включає в себе вибір живлячої мережі, силові трансформатори, комутаційні апарати та систему захисту. З урахуванням навантаження та потреб цеху, було підібрано оптимальні рішення для забезпечення надійності та ефективності електропостачання.

При проведенні розрахунків струмів короткого замикання з різними рівнями напруги, були враховані всі активні та індуктивні опори короткого замикання. Опори збірних шин, з'єднань, трансформаторів струму, розмикаючих котушок автоматичних вимикачів та іншого обладнання, а також опори контактних з'єднань, були враховані при розрахунках. Розрахунки були проведені в іменованих одиницях, відповідно до параметрів елементів розрахункової схеми, залежно від напруги в мережі. Це дозволить забезпечити безпеку електричних систем, враховуючи величину струму короткого замикання при виборі захисних пристроїв та обладнання. Зазначений розрахунок струмів короткого замикання є важливим етапом проєктування електричних систем промислових цехів, оскільки він допомагає забезпечити надійну та безпечну роботу електроустановок, а також визначити необхідні заходи для забезпечення стійкості системи в разі виникнення короткого замикання.

Отже, розрахунок загальної схеми електропостачання ремонтно-механічного цеху дозволив визначити оптимальні рішення для забезпечення ефективного та безперебійного електропостачання. Розроблена схема враховує навантаження цеху, вимоги безпеки та енергоефективності. Застосування такої схеми дозволить забезпечити надійну роботу цеху, знизити ризики аварій та збільшити продуктивність ремонтно-механічного цеху.

					ОЕ-91-01-01, 034	66
Змн.З	Арк.А	№ докум.№	Підпис	Дата		

3 АВТОМАТИЗОВАНА СИСТЕМА ОБЛІКУ ЕЛЕКТРОЕНЕРГІЇ ТЕРИТОРІАЛЬНО-РОЗОСЕРЕДЖЕНИХ ОБ'ЄКТІВ

3.1 Загальні положення

Розподільні електричні мережі складаються з різних об'єктів, розташованих на різних територіях, вони об'єднані спільним технологічним процесом, утворюючи складну виробничу систему.

Дослідження розподільної мережі передбачає аналіз функціональних завдань управління, систематизацію цих завдань, оцінку організаційної структури на різних рівнях керування та відповідність їм майбутньому розвитку управління електроенергетикою в Україні.[11]

Одним з основних завдань є точний облік споживаної електроенергії, який дозволяє оцінювати параметри споживання, ідентифікувати та контролювати режими, формувати інформацію для корекції режиму, передавати керуючі команди та планувати й прогнозувати режими роботи мережі.

Усю сукупність функцій систем середнього рівня й ПК верхнього рівня АСКОВ можна класифікувати за наступними групами функцій:[12]

- формування нормативно-довідкової бази енергообліку підприємства за кожною точкою в структурі обліку, тарифах, зонах, змінах, апаратних і програмних засобах АСКОВ
- збір в автоматичному (за заданими періодами часу) і ручному (за запитом оператора) режимах конкретних штатних параметрів кожної системи децентралізованої АСКОВ за кожною точкою й/або структурі обліку
- сигнали про нештатні випадки;
- діагностика системи в автоматичному режимі та обробка інформації із перетворювачів нижнього рівня, для виявлення збоїв, поломок системи;
- прогноз навантаження, виходячи із статистики;
- відображення вимірної і розрахункової інформації енергообліку у вигляді графіків, таблиць і тд.;
- обробка зібраних даних і розрахунок економічних показників відносно тарифів.

АСКОЕ у загальному містить 3 рівні:[12]

- верхній рівень – комп'ютер або мережа комп'ютерів зі програмним забезпеченням, яке обробляє інформацію з контролерів середнього рівня, відображає її у зручному для аналізу чи прийняття рішень служби електропостачання й керівництвом підприємства;
- середній рівень – контролери, які здійснюють збір інформації за певний період часу чи за заданим циклом з територіально-розосереджених вимірюваних перетворювачів та передають на верхній рівень; для обліку на середньому рівні можуть використовуватись прилади телемеханіки до яких зазвичай підключаються імпульсні виходи лічильників;
- нижній рівень – вимірювальні перетворювачі (лічильники) з цифровими інтерфейсами або телеметричними виходами, які здійснюють точний вимір параметрів енергообліку.

Всі засоби вимірювання (а також обчислювання) та зв'язку, які мають вплив на точність обліку за заданою точкою обліку, є складовими вимірювального каналу. Зазвичай до каналу входять всі вимірювальні перетворювачі та зв'язкові канали, де інформація передається у аналоговому вигляді, а також обчислювальні засоби, які впливають на точність передачі облікових даних (наприклад, формування пакетів даних для передачі на інший рівень може змінити форму представлення числа).

У випадку комерційного обліку електроенергії кожна точка обліку має 2 канали, які відповідають основному та дублюючому лічильнику; похибка вимірювального каналу має апаратну та обчислювальну складові. При правильно вибраних обчислювальних засобах, програмному забезпеченні, алгоритмах обчислень та протоколах передачі даних програмна складова похибки обліку значно менша за апаратну. При визначенні похибки обліку враховують точність вимірювань не тільки безпосередньо облікових величин, але й точність синхронізації з часом, яку можуть забезпечити не тільки цифровий перетворювач (лічильник), але й окремий контролер (пристрій обліку).[12]

Наприклад, при використанні приладу обліку "ІТЕК-210" для вимірювання електричної енергії, під вимірювальним каналом (без урахування програмної складової) розуміється сукупність трансформаторів струму і напруги, їхніх вторинних ланцюгів, електролічильника з телеметричним (імпульсним) виходом та двопровідної лінії зв'язку до приладу обліку.

Нижній рівень системи обліку з'єднується з верхнім рівнем за допомогою імпульсних виходів або послідовних каналів зв'язку (RS-232, RS-485, токова петля).

Середній рівень АСКОЕ пов'язаний з верхнім рівнем каналу зв'язку, де можуть використовуватися фізичні провідні лінії зв'язку, виділені або комутовані телефонні канали, радіоканали, включаючи супутникові та стільникові зв'язок. Під поняттям "канал зв'язку" розуміють не тільки лінії зв'язку, але й устаткування, що обслуговує ці лінії, іноді сукупність каналів зв'язку називають "середовищем зв'язку". Передача даних по цих каналах зазвичай здійснюється за допомогою стандартних інтерфейсів (наприклад, RS-232, RS-485, ІРПС і т.п.) та відповідних стандартних (наприклад, Modbus, IEC1107) або власних (протоколи систем ІВСЕ4, СЕМ-1 і т.п.) протоколів обміну даними.[12]

Апаратура на нижньому рівні в системі забезпечує контроль різних параметрів, таких як електроспоживання, водоспоживання, виробництво або споживання тепла й газу. Цей контроль відбувається окремими структурними підрозділами та вповні передається на верхній рівень системи. Апаратура на нижньому рівні працює в автоматичному режимі, що зменшує необхідність втручання технічного персоналу.

На нижньому рівні використовуються різні базові системи для обліку електроенергії, такі як ІТЕК-210, ЦТ-5000, а також інтелектуальні електронні лічильники електроенергії, які підключені до локальної мережі RS-485. Для контролю параметрів подачі газу використовуються спеціальні пристрої "Енергія", розроблені з використанням процесорних модулів Win Systems. Крім того, для забезпечення технічного контролю та обліку можна використовувати пристрій

обліку на базі універсального контрольованого пункту телемеханіки "Корунд-М", розробленого спеціально для автоматизованих систем диспетчерського керування.

Підсистеми на верхньому рівні системи будуються на базі локальних обчислювальних мереж підприємств. Для забезпечення зв'язку між системами різних рівнів (підприємствами, районами, областями) використовуються виділені дво- або чотирижильні лінії зв'язку та протоколи стеку TCP/IP. Це забезпечує надійний та швидкий обмін інформацією між всіма рівнями системи.

Усі ці деталі вказують на гнучкість та ефективність системи контролю та обліку різних параметрів в енергетичному секторі. Це дозволяє забезпечити ефективне використання ресурсів та захист інформації від несанкціонованого доступу.

					ОЕ-91-01-01, 034	70
Змн.З	Арк.А	№ докум.№	Підпис	Дата		

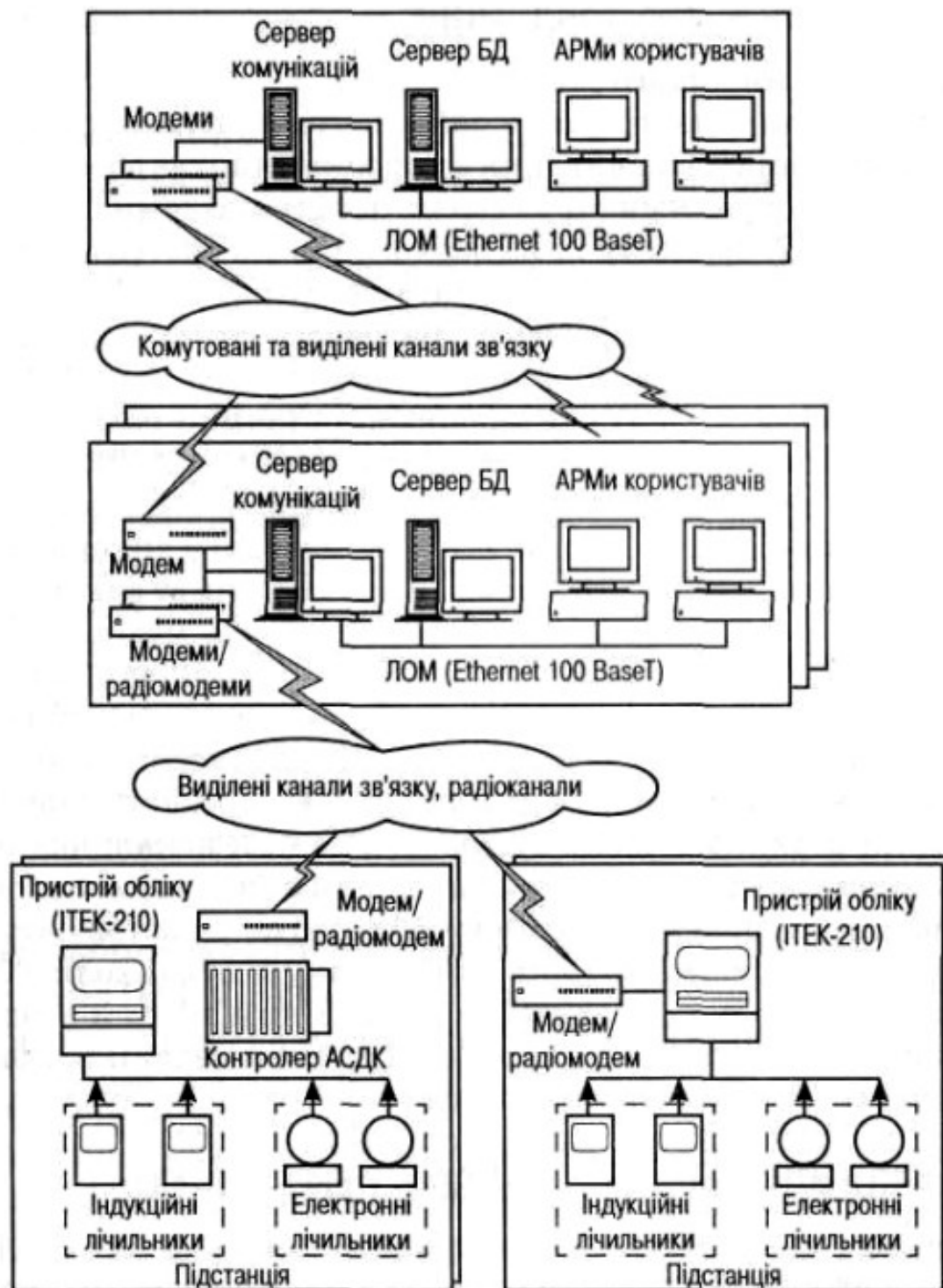


Рисунок 3.1 – Схема системи нижнього, середнього та верхнього рівнів
[12]

3.1.1 Інтерфейси вимірювальних каналів АСКОЕ.

Для вимірювання електроенергії використовують перетворювачі, такі як вимірювальні трансформатори струму та напруги. Струм у вторинних ланцюгах трансформаторів струму пропорційний до первинного струму фідера і має

номінальні значення 1, 2 або 5 А. Напруга у вторинних ланцюгах трансформаторів напруги пропорційна до первинної напруги. Номінальна фазна напруга вторинних ланцюгів трансформаторів напруги становить $100/\sqrt{3}$ В, а міжфазна (лінійна) - 100 В. Використовуються лише вимірювальні вторинні обмотки трансформаторів, які мають точні характеристики, вказані у паспорті трансформатора. Існує кілька схем підключення лічильників до вимірювальних трансформаторів, залежно від наявності трансформатора в фазі "В" та схеми з'єднання обмоток вимірювальних трансформаторів (рис. 3.2-3.3). Сучасні лічильники, як правило, підтримують усі ці схеми, і необхідно лише налаштувати параметри лічильника.

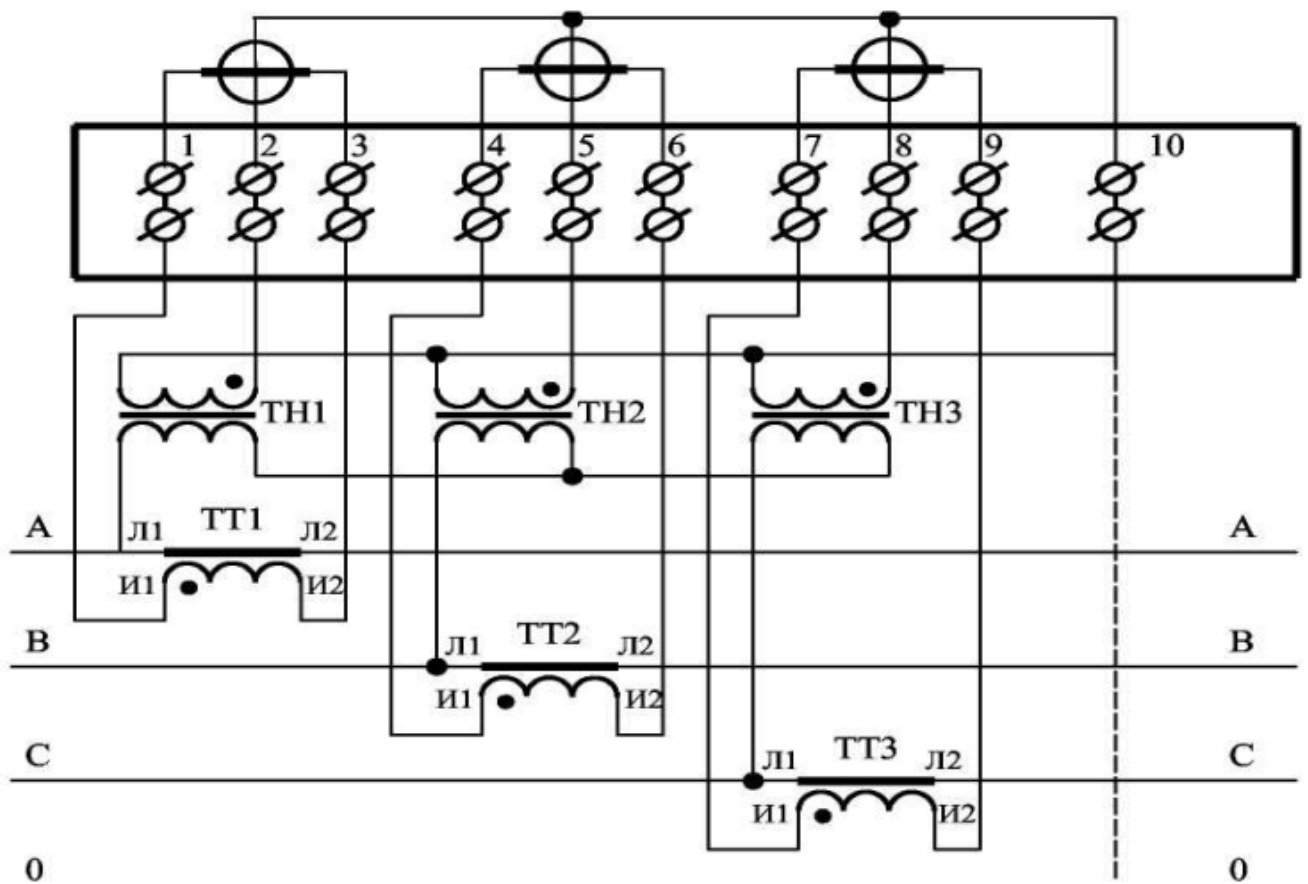


Рисунок 3.2 – Схема підключення лічильника до трифазної 3-дротяної або 4- дротяної мережі 6-750 кВ за допомогою 3 трансформаторів напруги й 3 трансформаторів струму;[12]

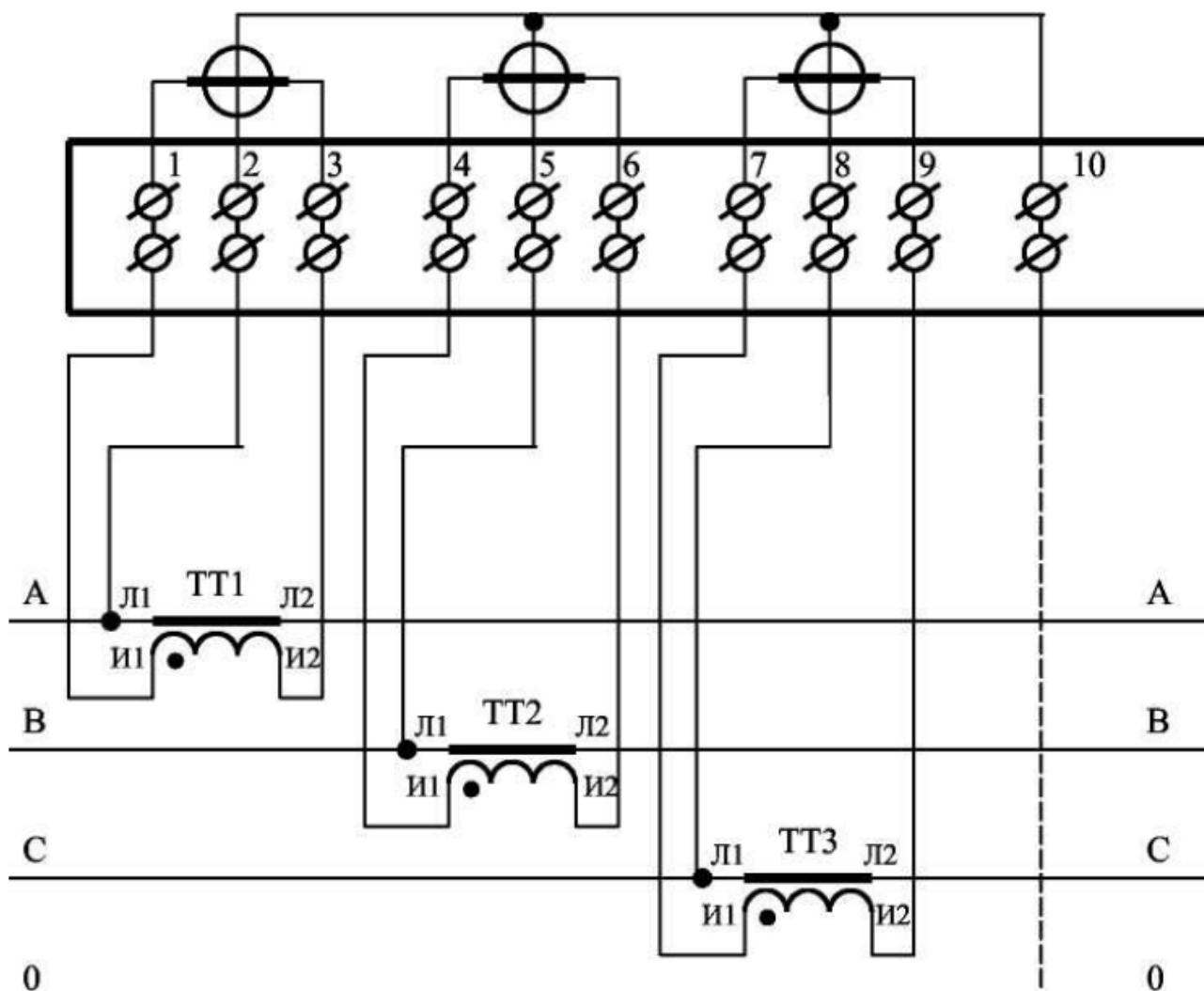


Рисунок 3.3 - Схема підключення лічильника до трифазної 3-дروتяної або 4-дروتяної мережі 0,4 кВ за допомогою 3 трансформаторів струму.[12]

3.2 Схематичне зображення об'єкту дослідження

Системи АСКОЕ можуть бути двох видів: централізовані та децентралізовані.

Для забезпечення ефективного зворотного зв'язку з різними об'єктами енергообліку в централізованій системі, необхідно будувати складну глобальну комп'ютерну мережу в межах підприємства або використовувати дистанційно керовані табло, підключені до комп'ютера головного енергетика. Проте, через високу вартість, обидва ці варіанти малоймовірні для більшості підприємств на сьогоднішній день.

Альтернативою централізованій системі є децентралізована (територіально-розосереджена) АСКОЕ (рис. 3.4) [12].

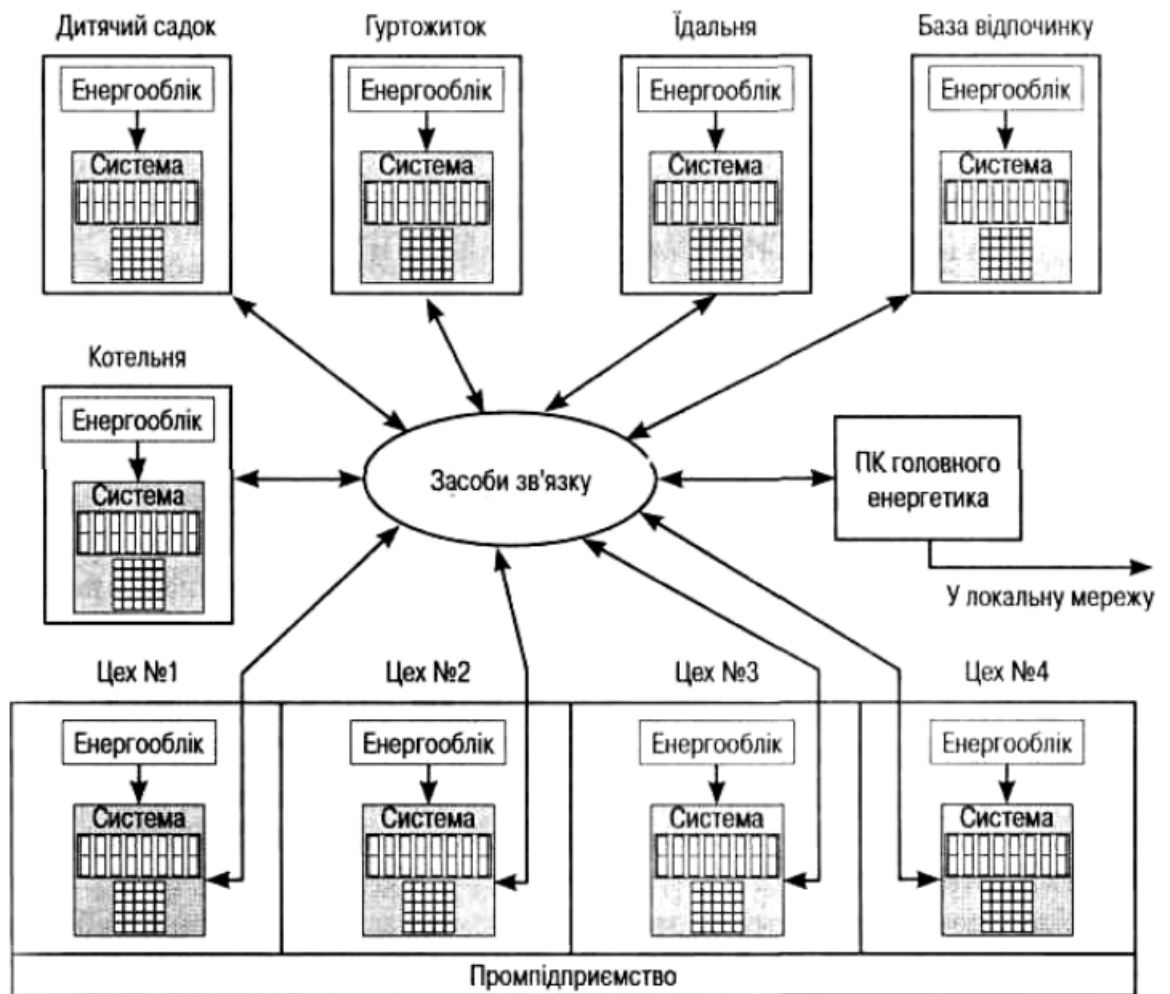


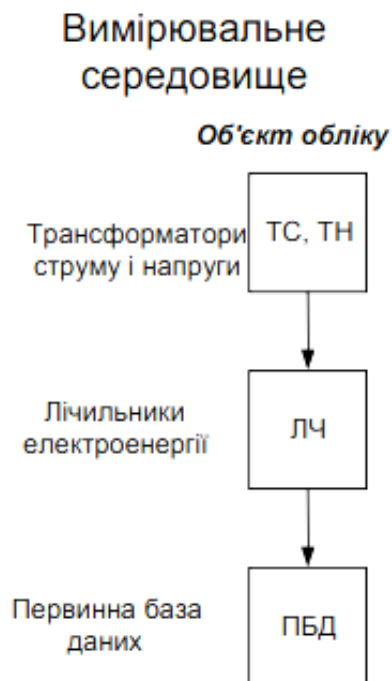
Рисунок 3.4 – Схема децентралізованої АСКОЕ

Таку систему можна побудувати, використовуючи доступні та економічні малоканалльні контролери обліку зі вбудованим табло та клавіатурою. Ці контролери встановлюються безпосередньо на керованих об'єктах і підключаються до комп'ютера головного енергетика підприємства за допомогою комунікаційного середовища. Така система автоматизованого обліку енергії (АСКОЕ) забезпечує миттєвий доступ до інформації про енергетичний облік у реальному часі для всіх зацікавлених осіб. Децентралізована структура АСКОЕ дозволяє поєднати комерційний та технічний облік в рамках однієї системи без конфліктів. Для розв'язання комерційних завдань одна або кілька малоканалльних систем виділяються (і пломбуються енергоконтролюючими організаціями), тоді як інші системи займаються технічним обліком. Крім того, децентралізована АСКОЕ, яка

використовує системи обліку з функціями керування, дозволяє автоматично керувати навантаженням (регулювання споживачами) безпосередньо на місцях встановлення системи, особливо для виробництв з високою технологічною дисципліною.

В приведеній вище схемі (рис. 3.4) є промпідприємство, яке задіяне в децентралізованій системі АСКОЕ, тому проведемо дослідження встановлення даної системи на прикладі промпідприємства, а саме його цеху.

Для організації обліку та введення системи АСКОЕ на території цеху підприємства, необхідно спроектувати схему обліку, вона представлена на рисунку 3.2:



3.3 Безпека системи

В АСКОЕ існує гнучка система, яка визначає повноваження користувача, забезпечує ідентифікацію користувача, авторизацію внесених змін і захист інформації від несанкціонованого доступу. При вході в систему кожен користувач ідентифікується і вводить особистий пароль, після чого йому надається доступ лише до тих функцій системи, які були призначені його роллю - списком повноважень, що були надані адміністратором системи.[12]

Монітор АСКОЕ виконує функцію доступу до бази даних. Це головний інструмент для отримання, вибірки, обробки та візуалізації інформації з бази даних. За допомогою монітора здійснюється виконання основних функцій АСКОЕ. Користувач може вибрати тип монітора зі списку доступних моніторів залежно від своїх повноважень. При відкритті монітора користувач визначає групу спостереження (наприклад, групу споживачів, сектор економіки або район області), період і формат відображення (графічний або табличний). За потреби користувач може самостійно створювати монітори на основі доступних шаблонів.

3.4 Вибір програмно-технічного комплексу

В першій частині зваживши всі за і проти було вибрано систему ІТЕК-210.

АСКОЕ буде реалізована на архітектурі клієнт-сервер в середовищі Windows. Ця система демонструє високу гнучкість, коли йдеться про зміну схем підключення та правил проведення розрахунків. Користувач має широкі можливості для формування груп обліку (тарифних складових), налаштування вихідних форм та підготовки звітів.

Запропонована система має можливість встановлювати зв'язки з різними пристроями обліку електроенергії, такими як ІТЕК-210, ЦТ-5000, а також з широким спектром лічильників електроенергії вітчизняних та закордонних виробників, які мають імпульсний або цифровий вихід. Принципи побудови та засоби розробки, використані при створенні цієї системи, дозволяють масштабувати її без значних витрат для використання, як на невеликих підприємствах, так і на великих промислових гігантах або в складних територіально розподілених системах обліку надходження, відпускання та розподілення електроенергії та газу.

Характеристики комплексу ІТЕК-210 [13]

- Кількість каналів обліку (КО) – 64, 32, 16.
- Кількість груп обліку (ГО) – 32, 16, 8.
- Частота імпульсів на вході – до 12 Гц.
- Абсолютна похибка підрахунку імпульсів (не більше ніж) ± 1 імпульс.
- Максимальна довжина лінії передачі з датчиками – 3 км.

- Інтерфейси (1) RS-232/Hayes – модем.
- RS-232/485/модем V-23.
- Цифрові управляючі виходи – 4 канали.

ІТЕК-210 може встановлювати зв'язок з пристрої шляхом використання двопровідних ліній зв'язку, які мають активний опір не більше 160 Ом/км та ємність не більше 0,1 мкФ/км.

Лінії прямого зв'язку не повинні перевищити значення, яке виводиться за виразом:

$$R_{\Pi} = \frac{160}{n},$$

де R_{Π} - опір прямих ліній зв'язку, Ом/км;

$n = 1, 2, 3, \dots, 8$ - кількість ПВП, підключених безпосередньо в пряму лінію зв'язку.

Зворотні лінії зв'язку - не більше 160 Ом/км.

$$R_{\Pi} = \frac{160}{8} = 20 \text{ Ом/км.}$$

Найбільша довжина ліній зв'язку не повинна перевищувати 3 км.

3.4.1 Вибір трансформаторів струму

Вимірювальний трансформатор струму це пристрій, який призначений для перетворення струму на зручні значення при проведенні вимірювань.[7]

1. За напругою установки

$$U_{\text{уст}} \leq U_{\text{ном}}$$

2. За струмом

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

Номінальний струм було знайдено в попередньому розділі.

Розрахунок трансформатора струму для ТП:

Номінальний струм високої напруги трансформатора:

$$I_{BH} = \frac{S_{НОМ}}{\sqrt{3} \cdot U_{BH}}$$

де I_{BH} - первинний номінальний струм трансформатора струму, А;

$S_{НОМ}$ - номінальна потужність трансформатора, яка захищається, кВА;

U_{BH} - номінальна напруга обмотки ВН, кВ.

$$I_{BH} = \frac{1250}{\sqrt{3} \cdot 10} = 72$$

Струм на боці низької напруги:

$$I_{HH} = \frac{S_{НОМ}}{\sqrt{3} \cdot U_{HH}}$$

де U_{HH} - номінальна напруга НН трансформаторної обмотки, котра захищається.

$$I_{HH} = \frac{1250}{\sqrt{3} \cdot 0,4} = 1804$$

Далі оберемо необхідні трансформатори струму ТШ-0,66-2 2000/5, який має такі характеристиками:[14]

Номінальний первинний струм: 2000 А.

Номінальний вторинний струм: 5 А.

Номінальне вторинне навантаження з коефіцієнтом $\cos\varphi = 0.8$: 5 ВА.

Температура експлуатації $-45^{\circ}\text{C} + 40^{\circ}\text{C}$.

Відносна вологість повітря: 98%, $+25^{\circ}\text{C}$.

Вага: 3 кг.

Міжповірковий інтервал: 4 роки.

Габарити: 95*175*92 мм.

3.4.2 Вибір лічильників

Під час вибору лічильника варто звернути увагу на такі параметри як мінімальний і максимальний струм та номінальну напругу. Крім того, при виборі варто звернути увагу на клас точності вибраних лічильників.

Враховавши потрібні параметри оберемо лічильник Енергія 9.

Таблиця. 3.1 – Характеристики лічильника електричної енергії [15]

Характеристика	Значення
Назва	Енергія 9
Напруга, В	380
Клас точності	0,2S/0,5S/1
Вимірювання енергії	Активна, реактивна
Номінальна/максимальна сила струму, А	10(40)/120
Міжповірочний інтервал	6
Габаритні розміри	170x330x70

Крім того, потрібно встановити лічильник на стороні 10 кВ і перед лічильником повинен має бути встановлений прилад ІТЕК-210. Його роль заключається в створенні первинної бази даних.

3.4 Схематичне зображення верхнього та нижнього рівня системи

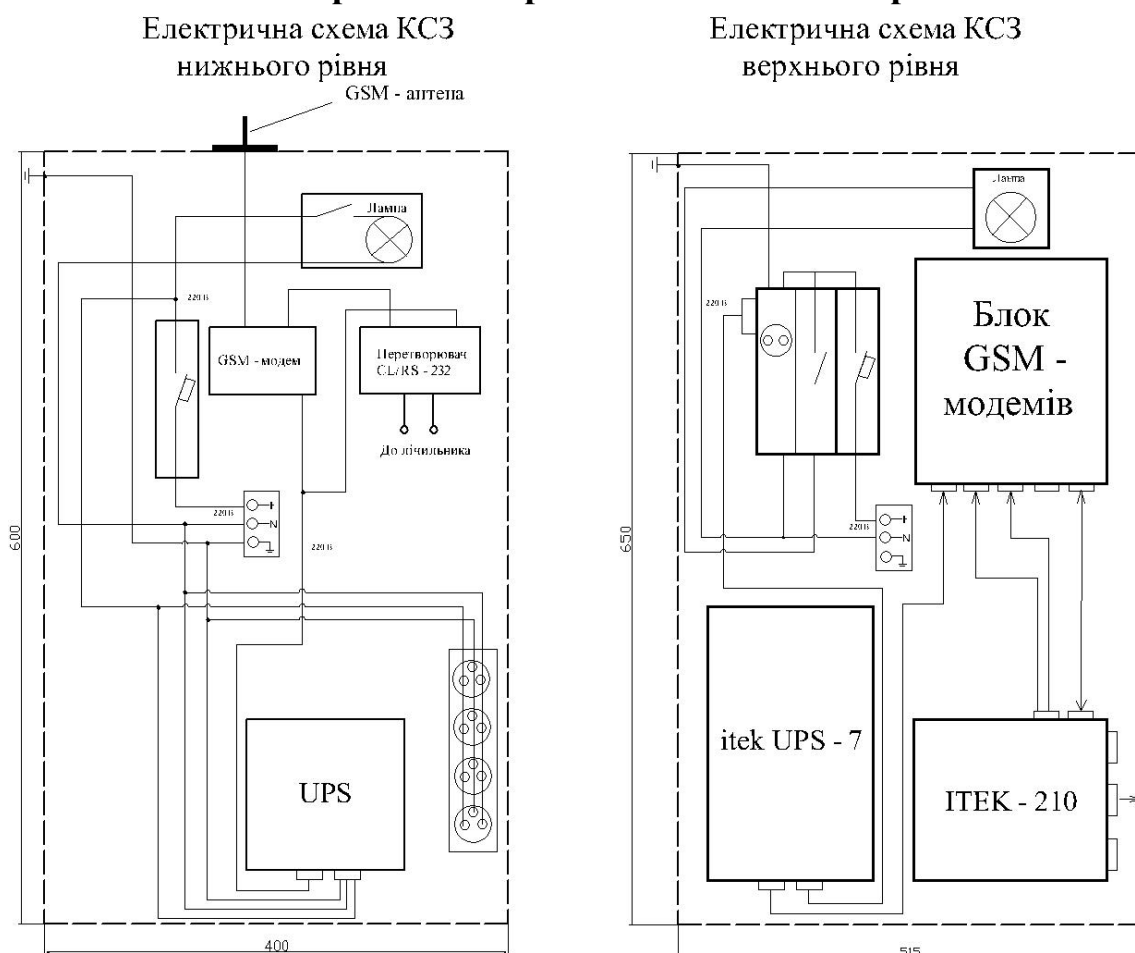


Рисунок 3.6 – Детальна схема обліку електроенергії підприємства

На рисунку зображені такі елементи системи як:

- Пристрій ІТЕК-210 – виконує функцію мікроконтролера;

- UPS та itek UPS – 7 – блоки безперебійного живлення
- Блок GSM модемів включає в себе безпосередньо GSM модем, який виконує функцію передачі даних, та CL/RS – 232 – прилад перетворення сигналу.
- GSM антена – призначена для підсилення сигналу модема.

3.5 Кошторис встановлення системи обліку ІТЕК-210

Проаналізувавши аналогічні проекти [13] із встановлення системи АСКОЕ можна, сказати, що вартість встановлення даної системи станом на 2023 рік може варіюватися в межах від 150 тис. грн до 400 тис. грн.

Висновок

Автоматична система обліку електроенергії є необхідним і ефективним інструментом для контролю, обліку та управління споживанням електричної енергії на територіально-розосереджених об'єктах. Ця система має декілька важливих функцій і особливостей, які роблять її незамінною для ефективного управління енергоефективністю та забезпечення сталого розвитку.

Однією з основних переваг автоматичної системи обліку електроенергії є забезпечення точного та надійного обліку споживаної електроенергії. Це дозволяє здійснювати моніторинг та аналіз енергоспоживання з різних рівнів: загального обсягу споживання, розподілу споживання між окремими підрозділами та точне визначення витрат електроенергії на конкретні процеси та обладнання.

Структура автоматичної системи обліку електроенергії передбачає використання датчиків, лічильників, передавачів даних та спеціалізованого програмного забезпечення. Це дозволяє отримувати реальний часовий потік даних про споживання електроенергії, збирати і зберігати інформацію про енергетичні параметри та аналізувати її для подальшого впровадження енергоефективних заходів та оптимізації енергоспоживання.

Особливості використання автоматичної системи обліку електроенергії на територіально-розосереджених об'єктах полягають у забезпеченні

					ОЕ-91-01-01, 034	80
Змн.З	Арк.А	№ докум.№	Підпис	Дата		

централізованого моніторингу та управління споживанням електроенергії з віддалених місць. Це дозволяє оперативно реагувати на зміни у режимі споживання, виявляти та усувати витoki енергії, а також встановлювати енергетичні параметри та обмеження для різних підрозділів та об'єктів.

Отже, автоматична система обліку електроенергії є необхідним інструментом для ефективного управління та контролю енергоспоживання на територіально-розосереджених об'єктах. Вона забезпечує точний облік, моніторинг та аналіз енергоспоживання, а також дозволяє впроваджувати енергоефективні заходи та оптимізувати споживання електроенергії. Її структура передбачає використання спеціалізованого обладнання та програмного забезпечення, що забезпечує збір, зберігання та аналіз даних. Застосування автоматичної системи обліку електроенергії на територіально-розосереджених об'єктах дає змогу здійснювати централізований моніторинг та управління енергоспоживанням з віддалених місць, що сприяє ефективному контролю та оптимізації енергоефективності.

					ОЕ-91-01-01, 034	81
Змн.З	Арк.А	№ докум.№	Підпис	Дата		

4 ОХОРОНА ПРАЦІ ТА ПОЖЕЖНА БЕЗПЕКА ПІД ЧАС МОНТАЖУ АВТОМАТИЗОВАНОЇ СИСТЕМИ ОБЛІКУ

4.1 Загальна характеристика об'єкта, технічні характеристики серійного енергетичного устаткування та систем енергопостачання

В якості системи АСКОЕ виступає вітчизняна системи ІТЕК-210. Технічні характеристики системи беремо із технічної документації виробника. Визначені параметри зводимо до таблиці 4.1, 4.2 [14].

Таблиця 4.1 – Загальна характеристика об'єкту

Найменування ЕУ	Вид розміщення	Розміщення робочого місця	Категорія електроприміщення	Категорія пожежної безпеки
Система АСКОЕ	Внутрішня ЕУ	Частина приміщення	Приміщення з підвищеною небезпекою	Категорія Д

Привести технічні показники самої системи неможливо, так це сукупність програмного забезпечення в зв'язку з пристроями обліку і передачі інформації. Тому привожу технічні характеристики лічильників, які встановлені на нижньому рівні системи.

Таблиця 4.2 – Показники технічних характеристик об'єкту

Найменування лічильника і марка	Основні характеристики	Числове значення показника
Лічильник «Енергія 9»	Напруга, В	380
	Клас точності	0,2/0,5S/1
	Вимірювання енергії	Активна, реактивна
	Номінальна/максимальна сила струму, А	10(40)/40(100)
	Міжповірочний інтервал	6
	Модель лічильника	Багатотарифний
	Габаритні розміри, мм	170x330x70

4.2 Перелік робіт, які плануються до виконання, та показники умов праці для таких робіт.

Для встановлення системи АСКОЕ необхідно встановити обсяги та послідовність виконання робіт та відповідний кількісний склад монтажної бригади та необхідну групу з електробезпеки. Інформацію зведемо до таблиці 4.3. Інформація про наявні чинники умов праці та їх показники та оцінка небезпечних чинників представлена в таблиці 4.4.

Таблиця 4.3 – Послідовність виконання робіт

Вид робіт	Спосіб доставки і розгрузки	Період виконання	Кількісний склад бригади	Група з електробезпеки
Підготовка до виконання робіт та встановлення обладнання: – Підготовка робочого проєкту – Доставка працівників на місце проведення робіт	Доставка робочої бригади виконується раніше замовленим транспортом	На термін дії оперативної заявки	Група до 4 осіб	I
Доставка лічильників, трансформаторів та іншого обладнання	Транспорт, підйомний механізм	1 день	2 особи	I
Інсталяційні роботи, з'єднання основних вузлів	Транспорт, механічне вивантаження	5 днів	2 та більше осіб	IV і вище
Установка заземлення	Доставка обладнання транспортом	5 днів	2 та більше осіб	IV і вище
Проведення випробувань	-	1 день – 1 тиждень	1 та більше осіб	IV і вище

Таблиця 4.4 - Чинники умов праці та їх показники та оцінка небезпечних чинників.[12]

Найменування чинника	Основні характеристики	Числове значення показника
Параметри мікроклімату	Температура повітря	(15...30) С
	Вологість	(40...60) %
	Швидкість вітру	0,5 м/с
Важкість праці	Переміщення вантажів	До 20 кг
	Робоче положення	«стоячи», «стоячи зігнувшись»
	Статичні та динамічні навантаження	200 - 240 Вт (201 - 250 ккал/год.)
	Категорія робіт	II-б
напруженість праці	Тривалість зосередженого спостереження	90% робочого часу
	Тривалість активних дій	50% робочого часу
	Змінність	1 зміна – 8 годин
	Напруженість органів чуття: зір	30% робочого часу
Шум	Рівень шуму	90 дБА
Напруга	Рівень напруги	100 В - 10 кВ
Електричний струм	Струм	0 А
Вібрація	Вібрація	1,1 мм/с
Робота на висоті	Висота	1,2 м

4.3 Визначення необхідних технічних та організаційних заходів з безпеки праці

Монтаж системи АСКОВ поєднує переважно інсталяційні роботи, що пов'язані з монтажем електротехнічного устаткування.

Технічні і організаційні заходи представлено в таблиці 4.5.

Таблиця 4.5 - Технічні і організаційні заходи

Вид заходу	Найменування заходу	Опис, показники, характеристики
Організаційні заходи з електробезпеки		
Категорія робіт щодо заходів безпеки	Роботи без напруги	Інструктаж – допуск до проведення монтажу
Технічні заходи		
Захисна зона	Обмежити можливість потрапляння сторонніх осіб на територію проведення робіт	Огороджувальна стрічка на відстані 3 м від місця проведення робіт
Ізоляція	Робоча, струмопровідних частин	Полівінілхлорид $R = 10^{15} \text{ Ом}$ $\tan \varphi = 0.02$
Організаційні заходи під час роботи з електроустаткуванням		
Перевірка кваліфікації працівників	Перевірка фізичного стану перед початком виконання роботи. Перевірка інформативної обізнаності, перевірка посвідчень	Перед початком виконання робіт, працівникам необхідно пройти медичний огляд, перевірку знань з техніки безпеки та пожежної безпеки.
Забезпечення безпечних умов праці	Дотримання безпечних умов під час монтажу електроустаткування.	Перевірка обізнаності працівників, щодо плану проведення монтажних робіт, порядку інсталяції та техніки безпеки.
Інструктаж	Перед початком виконання робіт, проведення інструктажу	Необхідність використання індивідуальних засобів захисту; Перевірка стану обладнання перед початком робіт.

4.4 Вибір засобів індивідуального захисту для мінімізації небезпечних чинників під час монтажу системи АСКОЕ

У зв'язку з виконанням монтажних робіт, які можуть призвести до механічних пошкоджень та уражень струмом під час інсталяції електроустаткування, використання засобів індивідуального захисту є надзвичайно важливим. Тому перед початком робіт необхідно переконатись у справності цих засобів та їх відповідності нормам контролю.

Необхідні засоби індивідуального захисту представлені в таблиці 4.6 та 4.7.

Таблиця 4.6 – Перелік засобів індивідуального захисту

Види ЗІЗ	Призначення	Маркування	Термін використання	Технічні характеристики
Захисний одяг	Захист від механічних ушкоджень	Комбінезон робочий	1 рік	Під час робіт усіх видів
Захисне взуття	Захист від механічних ушкоджень	Взуття робоче з сталюю вставкою	1 рік	Під час робіт усіх видів
Захист рук	Захист від механічних ушкоджень	Рукавички з поліуретановим покриттям	5-10 робочих змін	Під час монтажних робіт
Захист голови	Захист від механічних ушкоджень	Каска від механічних та електротехнічних ушкоджень	3 роки	Під час робіт усіх видів
Захист очей	Захист від механічних ушкоджень	Захисні окуляри прозорі	2 роки	Під час інсталяції обладнання

У випадку, коли роботи проводяться під напругою або працівники займаються включенням або виключенням діючого електроустаткування,

необхідно забезпечити використання індивідуальних електрозахисних засобів (ЕЗЗ). Результати вибору відповідних ЕЗЗ наведені в таблиці 4.7.

Таблиця 4.7. Перелік електрозахисних засобів

Вид ЕЗЗ	Найменування	Технічні характеристики	Призначення і норми випробувань
Захисні пристосування	Захисне переносне заземлення, ізолюючі підставки, плакати безпеки	Виконання робіт	0,4 – 10 Раз у 24 місяці
Контрольно сигнальні прилади	Ізолювальні кліщі	Накладання муфт, заміна плавких вставок	0,4-35 кВ Раз у 24 місяці

4.5 Вибір заходів із запобігання виникненню пожеж

Автоматична система обліку повинна бути оснащена надійною системою контролю пожежі. Крім того, необхідно встановити окремі пристрої автоматичного відключення для окремих елементів системи в разі виникнення короткого замикання, а також засоби пожежогасіння згідно з правилами пожежної безпеки, що діють в компаніях, підприємствах та організаціях енергетичної галузі України, відповідно до Наказу N 491 від 26.09.2018, виданого Міністерством палива та енергетики України.

Перелік заходів і засобів з пожежної безпеки наведений в таблиці 4.8.

Таблиця 4.8 – Перелік заходів і засобів з пожежної безпеки

Група заходів	Технічні характеристики	Критерії вибору
Технічні заходи		
Ящик з піском	Ящик для піску повинен мати місткість 3,0 м ³ та бути укомплектований совковою лопатою. Конструкція ящика повинна забезпечувати зручність діставання піску та виключати попадання опадів.	На території підстанції
Вуглекислотний вогнегасник ВВК-3,5	Пересувний, тривалість дії 30 с, довжина струмені 4м	На території Встановлюються на пожежний щит
Організаційні заходи		
Регулярні перевірки справності обладнання	Проведення перевірок і огляду обладнання пожежогасіння.	Відділ з охорони праці

4.6 Розрахунок захисного заземлення

Вихідні дані:

- Об'єкт, що захищається — трансформатор напруги.
- Об'єкт, що захищається — стаціонарний.
- Напруга мережі — 10/0,4 кВ.
- Тип пристрою заземлення — вертикальний (сталі стержні).
- Розмір вертикальних заземлювачів: довжина — 2,5 м; діаметр 12 мм.
- Глибина на яку закладено вертикальні заземлювачі — 0,8 м, горизонтальні 0,9 м.

- Розташування заземлювачів попередньо приймають за чотирикутним контуром при кількості стержнів від 4 до 100 та в один ряд при числі стержнів від 2 до 20.
- Питомий опір ґрунту – 95 Ом*м.
- Кількість повторних заземлень нульового провідника лінії.

[13]

1. Розрахунковий опір ґрунту:

$$\rho_{\text{розр}} = K_C K_I \rho_{\text{вим}},$$

де K_C – коефіцієнт сезонності, приймаємо $K_C = 1,1$;

де K_I – коефіцієнт вологості ґрунту, приймаємо $K_I = 1,1$;

$$\rho_{\text{розр}} = 1,1 * 1,1 * 95 = 114,9 \text{ Ом} * \text{м}.$$

2. Опір вертикального заземлювача:

$$R_B = \frac{0.366 \rho_{\text{розр}}}{L} * \left(\log \frac{2L}{d} + 0.5 \log \frac{4h_{CP} + 1}{4h_{CP} - 1} \right) \text{ Ом},$$

де L – довжина електрода, м.

h_{CP} – глибина закладання, яка дорівнює, відстані від поверхні землі до середини стержня, м:

$$h_{CP} = 0.8 + 1.25 = 2.05 \text{ м}.$$

$$R_B = \frac{0.366 * 114,9}{2,5} * \left(\log \frac{2 * 2,5}{0,012} + 0.5 \log \frac{4 * 2,05 + 1}{4 * 2,05 - 1} \right) = 48,6 \text{ Ом}.$$

3. Загальний опір всіх повторних заземлень:

$$r_{\text{п.з}} = \frac{R_B}{\Pi} = \frac{48.6}{15} = 3.24 \text{ Ом},$$

де, Π - кількість повторних заземлень = 15 шт.

4. Розрахунковий опір заземлення нейтралі трансформатора з врахуванням повторних заземлень:

$$r_{\text{шт}} = \frac{r_g r_{\text{п.з}}}{r_g - r_{\text{п.з}}} = \frac{4 * 3.24}{4 - 3.24} = 10 \text{ Ом},$$

де, r_g - допустиме значення опору заземлюючого пристрою, до якого приєднана нейтраль трансформатора $r_g = 4 \text{ Ом}$.

5. Визначення кількості стержнів:

$$\Pi = \frac{h_B}{r_{шт}} = \frac{48.6}{10} = 4.86 \text{ шт.}$$

В даному випадку прийmemo 4 стержні на відстані 5 м у вигляді квадрата.

Довжина полоси в даному випадку $L = 20$ м.

6. Опір з'єднувальної полоси:

$$R_r = \frac{0.366 \rho_{розр}}{L} \left(\log \frac{2L^2}{bh} \right),$$
$$R_r = \frac{0.366 * 114,9}{20} \left(\log \frac{40^2}{0,04 * 0,9} \right) = 13,2 \text{ Ом.}$$

7. Визначимо розрахунковий теоритичний опір, розтіканню струму в вертикальних та горизонтальних заземлювачах:

$$R_{розв.г.} = \frac{r_{п.з} * R_r}{r_{п.з} + R_r} = \frac{3,24 * 13,2}{3,24 + 13,2} = 2,6 \text{ Ом.}$$

Отриманий розрахунковий опір розтіканню струму відповідає вимогам ПУЕ. [10]

Висновок

У даному розділі, що зосереджується на "Захисті праці та безпеці від пожеж під час монтажу автоматизованої системи", було розглянуто особливості процесу монтажу та забезпечення безпеки під час монтажу автоматичної системи обліку електроенергії. Монтаж відбудеться в трансформаторній підстанції закритого типу.

Було виявлено, що місце проведення робіт є потенційно небезпечним та шкідливим для працівників через такі фактори, як висока напруга (100В – 10 кВ) та значний рівень шуму, близько 90 дБА. Засоби захисту були представлені в таблиці 4.6.

Також було здійснено розрахунок захисного заземлення. В результаті проведених розрахунків було встановлено, що розрахунковий опір розпливання струму відповідає вимогам Правил улаштування електроустановок.

ВИСНОВКИ

У ході дослідження системи АСКОЕ та розрахунку електропостачання ремонтно-механічного цеху було виявлено важливі аспекти, що впливають на ефективність та надійність роботи цеху. Встановлення системи АСКОЕ, яка дозволяє автоматизувати облік та контроль електроенергії, є важливим кроком у напрямку оптимізації споживання та забезпечення енергоефективності.

Дослідження децентралізованої системи АСКОЕ виявило переваги її застосування в ремонтно-механічному цеху. Така система дозволяє забезпечити точність обліку електроенергії на різних ділянках цеху та забезпечити зручний доступ до даних про споживання енергії для ефективного контролю та управління.

Після проведення розрахунку електропостачання ремонтно-механічного цеху було визначено оптимальні рішення для забезпечення стабільного та безперебійного постачання електроенергії. Розроблена схема електропостачання враховує навантаження цеху, вибір необхідних комутаційних апаратів, струми короткого замикання та систему захисту. Це дозволяє забезпечити ефективну роботу обладнання та запобігти можливим аварійним ситуаціям.

Розгляд охорони праці та безпеки в процесі робіт з проектування та встановлення системи АСКОЕ в ремонтно-механічному цеху є невід'ємною складовою. Були визначені необхідні заходи з охорони праці, включаючи заземлення, розташування електроустановок та вибір безпечного обладнання

					ОЕ-91-01-01, 034	91
Змн.З	Арк.А	№ докум.№	Підпис	Дата		

СПИСОК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ

1. Постанова НКРЕКП Про затвердження Правил роздрібного ринку електричної енергії від 14 березня 2018 року N309.
2. Про затвердження Кодексу комерційного обліку електричної енергії
URL <https://zakon.rada.gov.ua/laws/show/v0311874-18#Text>
3. ECA756 Automatic monitoring and targeting (aM&T) equipment енергії
URL <https://www.gov.uk/government/publications/energy-technology>
4. Правила улаштування електроустановок: вид. 3-є, перероб. і доп. – Офіц. вид. – К. : Мінпаливенерго України, 2010. – 736 с.
5. ДБН Б.2.2-12:2019 Планування і забудова територій. ДБНУ 2008-2023.
URL https://dbn.co.ua/load/normativy/dbn/b_2_2_12/1-1-0-1802
6. Про прийняття національного стандарту України ДСТУ-Н Б В.2.5-80:2015 “Настанова з проектування систем електропостачання промислових підприємств.” (n.d.). Офіційний Вебпортал Парламенту України. URL <https://zakon.rada.gov.ua/rada/show/v0279858-15#Text>
7. ДБН В.2.5-23:2010 Інженерне обладнання будинків і споруд. Проектування електрообладнання об’єктів цивільного призначення URL http://online.budstandart.com/ua/catalog/doc-page.html?id_doc=25887
8. ДСТУ Б В.1.1-36:2016. «Визначення категорій приміщень, будинків та зовнішніх установок за вибухопожежною та пожежною небезпекою».
9. Про затвердження Правил технічної експлуатації електроустановок споживачів. (n.d.). Офіційний Вебпортал Парламенту України. URL <https://zakon.rada.gov.ua/laws/show/z1143-06#top>
10. Правила улаштування електроустановок: вид. 3-є, перероб. і доп. – Офіц. вид. – К. : Мінпаливенерго України, 2010. – 736 с..
11. Розробка автоматизованої системи моніторингу споживання електроенергії URL <https://events.pstu.edu/konkurs-energy/wp-content/uploads/sites/2/2019/03/%D0%90%D0%A1%D0%9A%D0%9E%D0%95.pdf>

- 12.Плешков, П. Г., Серебренников, С. В., & Петрова, К. Г. (2015). ТЕЛЕМЕХАНІКА ТА АВТОМАТИЗОВАНІ СИСТЕМИ УПРАВЛІННЯ В ЕЛЕКТРОЕНЕРГЕТИЦІ: Навчальний посібник (О.М. Сінчук).
13. Закупівля - Роботи зі створення та впровадження інформаційно-технічного комплексу – встановлення АСКОВЕ (транзитне містечко для ВПО) - UA-2020-09-08-001452-с - Zakupki.prom.ua. (2020, September 8). Zakupki.prom.ua. URL <https://zakupki.prom.ua/gov/tenders/UA-2020-09-08-001452-с>
- 14.ГН 3.3.5-8-6.6.1-2014. Гігієнічна класифікація праці за показниками шкідливості та небезпечності факторів виробничого середовища, важкості та напруженості трудового процесу: наказ від 08.04.2014.м. N 248. Вид. офіц. Київ: Держнаглядохоронпраці, 2014. 85 с
- 15.ДСН 3.3.6.042-99. Санітарні норми мікроклімату виробничих приміщень.
- 16.Розрахунок заземлюючих пристроїв і вибір засобів грозозахисту. (n.d.). StudFiles. <https://studfile.net/preview/5247187/page:9/>
- 17.ГН 3.3.5-8-6.6.1-2014. Гігієнічна класифікація праці за показниками шкідливості та небезпечності факторів виробничого середовища, важкості та напруженості трудового процесу: наказ від 08.04.2014.м. N 248. Вид. офіц. Київ: Держнаглядохоронпраці, 2014. 85 с

Додаток А

Таблиця А1 - Розрахунок електричних навантажень цеху

СП	Початкові дані										Розрахункові величини			Ефективне число ЕП		K _p	Розрахункові потужності			Розрахунковий струм I _p , А
	по завданню технологів							за довідковими даними			Р _{проміж}	Q _{проміж}	R _н ²				P _p , кВт	Q _p , квар	S _p , кВА	
	Найменування ЕП	Кількість ЕП n, од	Номінальна (встановлена) потужність, кВт				m = P _{n,max} / P _{n,min}	k _n cosφ	tgφ	(P _n) = k _n P _н , кВт				(Q _n) = k _n P _н tgφ, квар						
			одного ЕП P _n	групова P _{nΣ} = nP _n	P _{n,max}	P _{n,min}														
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20
СП1	Зварювальні агрегати	4	14	35,4	14	14	1	0,25	0,4	2,29	8,9	20,3								
ΣСП1		4		35,4				0,25			8,9	20,3		4,00	4	1,77	15,7	22,3	27,3	41,4
СП2	Мостові крани	2	25	38,7	25	25	1	0,12	0,5	1,73	4,6	8,0								
ΣСП2		2		38,7				0,12			4,6	8,0		2,00	2	6,92	32,2	8,9	33,4	50,7
СП3	Зубофрезерувальні верстати	4	15	60	15	6	2,5	0,15	0,5	1,73	9,0	15,6								
	Шліфувальні верстати	3	6	18				0,17	0,6	1,33	3,1	4,1								
	Токарні верстати	4	10	40				0,14	0,6	1,33	5,6	7,5								
ΣСП3		11		118				0,15			17,7	27,1		15,73	11	1,6	28,3	27,1	39,2	59,5
СП4	Вентилятори	3	60	180	60	60	1	0,6	0,8	0,75	108,0	81,0								
ΣСП4		3		180				0,60			108	81		3,00	3	1,28	138,2	89,1	164,5	249,9
СП5	Строгальні верстати	3	10	30	10	8	1,25	0,2	0,5	1,73	6,0	10,4								
	Фрезерувальні верстати	6	8	48				0,21	0,6	1,33	10,1	13,4								
ΣСП5		9		78				0,21			16,1	23,8		8,89	8	1,45	23,3	26,2	35,1	53,3
СП6	Токарні верстати	7	4	28	6	2	3	0,14	0,6	1,33	3,9	5,2								
	Токарні верстати	4	6	24				0,16	0,7	1,02	3,8	3,9								
	Заточувальні верстати	3	2	6				0,18	0,6	1,33	1,1	1,4								
ΣСП6		14		58				0,15			8,8	10,6		19,33	14	1,49	13,2	10,6	16,9	25,7
Силове навантаження		43		508,1	60	2	30	0,32			164,1	170,9		16,94	16	0,85	139,5	145,3	201,4	306
Освітлення																	6,7	1,5	6,9	10,4
Шини НН																	146,2	146,8	207,1	
Втрати в трансформаторі																	5,18	20,7		
Шини ВН																	151,3	167,5	225,7	

Додаток Б

Таблиця Б1 - Допустиме струмове навантаження й опори для чотирижильних КЛ із **алюмінієвими** жилами з полівінілхлоридною ізоляцією та зовнішньою оболонкою, на номінальну напругу до 1000 В

Кількість і номінальний переріз жил, мм ²	Опір жил, Ом/км		Допустиме струмове навантаження, А	
	Активний	Індуктивний	У землі	У повітрі
4×2,5	12,1	0,104	26	20
4×4	7,41	0,095	34	27
4×6	5,11	0,090	41	34
4×10	3,08	0,073	55	47
4×16	1,91	0,0675	72	62
4×25	1,20	0,0662	93	82
4×35	0,868	0,0637	113	101
4×50	0,641	0,0625	137	126
4×70	0,443	0,0612	166	155
4×95	0,320	0,0602	197	190
4×120	0,253	0,0602	224	219
4×150	0,206	0,0596	255	254
4×185	0,164	0,0596	286	291
4×240	0,125	0,0587	330	343

Додаток В

Табляця В1 – Коефіцієнти суміщення максимумів навантажень трансформаторів

Характеристика навантаження	Коефіцієнт суміщення максимумів навантажень трансформаторів залежно від їх кількості				
	2	3-5	6-10	11-20	20
Житлова забудова (70 % і більше – навантаження житлових будинків, до 30 % – навантаження громадських будівель)	0,9	0,85	0,8	0,75	0,7
Громадська забудова (70 % і більше – навантаження громадських будівель і до 30 % – навантаження житлових будинків)	0,9	0,75	0,7	0,65	0,6
Комунально-промислові зони (65 % і більше – навантаження промислових і громадських споруд і до 35 % – навантаження житлових будинків)	0,9	0,7	0,65	0,6	0,5

Додаток Г

Таблиця Г1 – Ставки плати за нестандартне приєднання

Ставки плати за нестандартне приєднання потужності на 2023 рік для АТ «Вінницяобленерго» для електроустановок, призначених для споживання електричної енергії (без податку на додану вартість), тис. грн/1 кВт

№ з/п	Територіальна одиниця оператора системи розподілу	Ступінь напруги в точці приєднання, кВ																							
		0,4 (0,23) кВ						6 (10) 20 кВ						35 кВ						110 (154) кВ					
		міська місцевість			сільська місцевість			міська місцевість			сільська місцевість			міська місцевість			сільська місцевість			міська місцевість			сільська місцевість		
		категорія надійності електропостачання			категорія надійності електропостачання			категорія надійності електропостачання			категорія надійності електропостачання			категорія надійності електропостачання			категорія надійності електропостачання			категорія надійності електропостачання			категорія надійності електропостачання		
		I	II	III	I	II	III	I	II	III	I	II	III	I	II	III	I	II	III	I	II	III	I	II	III
1	Вінницький центральний енерговузол	2,417	2,232	1,860	2,369	2,187	1,822	2,113	1,950	1,625	2,071	1,911	1,593	1,750	1,616	1,346	1,715	1,583	1,319	0,824	0,761	0,634	0,808	0,746	0,621
2	Вінницький східний енерговузол	1,239	1,143	0,953	1,214	1,121	0,934	1,083	0,999	0,833	1,061	0,979	0,816	0,897	0,828	0,690	0,879	0,811	0,676	0,422	0,390	0,325	0,414	0,382	0,318
3	Гайсинські електричні мережі	1,789	1,651	1,376	1,753	1,618	1,349	1,564	1,443	1,203	1,532	1,414	1,179	1,295	1,196	0,996	1,269	1,172	0,976	0,610	0,563	0,469	0,598	0,552	0,460
4	Могилів-Подільські електричні мережі	1,462	1,349	1,124	1,432	1,322	1,102	1,278	1,179	0,983	1,252	1,156	0,963	1,058	0,977	0,814	1,037	0,957	0,798	0,498	0,460	0,383	0,488	0,451	0,376
5	Тульчинські електричні мережі	1,575	1,454	1,212	1,544	1,425	1,188	1,377	1,271	1,059	1,349	1,245	1,038	1,140	1,053	0,877	1,118	1,032	0,860	0,537	0,496	0,413	0,526	0,486	0,405
6	Хмільницькі електричні мережі	1,957	1,807	1,505	1,918	1,770	1,475	1,711	1,579	1,316	1,676	1,547	1,289	1,417	1,308	1,090	1,389	1,282	1,068	0,667	0,616	0,513	0,654	0,604	0,503
7	Жмеринські електричні мережі	1,674	1,545	1,288	1,640	1,514	1,262	1,463	1,350	1,125	1,434	1,323	1,103	1,212	1,119	0,932	1,188	1,096	0,914	0,571	0,527	0,439	0,559	0,516	0,430

Додаток Д

Таблиця Д1 - Заява про приєднання електроустановки певної потужності до Типового договору

Вхідний № <u>1</u> (заповнюється ОСР під час подання заяви замовником)	Дата реєстрації <u>13.06.2023</u> (заповнюється ОСР під час подання заяви замовником)
Кому:	
Оператор системи розподілу АТ "Вінницяобленерго"	Керівнику Оператора системи розподілу Директору технічному Степанцю В.І.
Від кого:	
Найменування або ПІБ фізичної особи – замовника послуги з приєднання до електричних мереж	Жмишенко Валерій Альбертовий
Номер запису про право власності та реєстраційний номер об'єкта нерухомого майна в Державному реєстрі речових прав на нерухоме майно	11111111
Унікальний номер запису в Єдиному державному демографічному реєстрі (за наявності)	11111111-11111
Індивідуальний податковий номер (для юридичної особи)	11111111
Наявність/відсутність статусу платника єдиного податку	-
Реєстраційний номер облікової картки платника податків (для фізичних осіб, які через свої релігійні переконання відмовляються від прийняття реєстраційного номера облікової картки платника податків та повідомили про це відповідний орган і мають відмітку в паспорті (або слово «відмова» у разі, якщо паспорт виготовлений у формі картки) – серія та номер паспорта) (за наявності)	1111111111
Код ЄДРПОУ (для юридичної особи)	-
Банківські реквізити замовника	-
Характеристика об'єкта замовника:	
Назва об'єкта	Ремонтно-механічний цех
Місце розташування	м. Вінниця, вул. Євгена Пікуса, 25
Функціональне призначення об'єкта	Ремонтно-механічний цех

Продовження таблиці Д1

Вихідні дані щодо параметрів електроустановок замовника:					
Мета приєднання (нове приєднання/зміна технічних параметрів)		Нове приєднання			
Дозволена потужність відповідно до умов договору про надання послуг з розподілу електричної енергії	Потужність, кВт	Ступінь напруги в точці приєднання, кВ	Номер договору на розподіл	Дата договору на розподіл	
	-	0,4	11111	13.06.2023	
Замовлена до приєднання потужність, кВт	482				
Величина максимального розрахункового (прогнозованого) навантаження з урахуванням існуючої дозволеної (приєднаної) потужності, кВт	482				
Ступінь напруги в точці приєднання, кВ (0,23/0,4/10)	0,4				
Категорія надійності, кВт	I категорія надійності електропостачання	II категорія надійності електропостачання	III категорія надійності електропостачання		
	180	106	196		
Графік введення потужностей за роками (заповнюється замовником, юридичною особою або фізичною особою-підприємцем):					
Рік	Величина максимального розрахункового (прогнозованого) навантаження з урахуванням існуючої дозволеної (приєднаної) потужності, кВт	Категорія надійності електропостачання			Прогнозована
введення потужності		I категорія надійності електропостачання	II категорія надійності електропостачання	III категорія надійності електропостачання	дата введення об'єкта замовника в експлуатацію
2023	482	180	106	196	2023
Режим роботи електроустановок замовника		Цілодобово			
Відомості щодо встановленої потужності електроопалювальних та електронагрівальних установок, кухонних електроплит тощо (назва, кВт)		-			
Відомості щодо встановленої потужності генеруючих установок приватних домогосподарств		Ти п		Потужність, кВт	
		-		-	
Відомості щодо встановлення точки приєднання (межі балансової належності електроустановок замовника та ОСР) на території земельної ділянки замовника (ЗАПЕРЕЧУЮ/НЕ ЗАПЕРЕЧУЮ)		Не заперечую			
Інформація про бажання замовника здійснювати проектування лінійної частини приєднання (самостійно / оператором системи розподілу (послуга «під ключ»))		оператором системи розподілу (послуга «під ключ»)			
Додаткова інформація, що може бути надана замовником за його згодою, у тому числі про необхідність приєднання за тимчасовою схемою електрозабезпечення будівельних механізмів		-			

Продовження таблиці Д1

Необхідність приєднання будівельних струмоприймачів, кВт	-
Живлення будівельних струмоприймачів передбачити від електроустановок зовнішнього електрозабезпечення об'єкта забудови після реалізації проєкту зовнішнього електропостачання об'єкта забудови (ТАК/НІ)	НІ
Приєднання електроустановок замовника до електричних мереж суб'єкта господарювання, який не є ОСР (ТАК/НІ)	НІ
Відомості щодо вибору постачальника послуги комерційного обліку (ОСР/інший ППКО)	ОСР
Про результати розгляду цієї заяви прошу інформувати мене:	
за місцем подання заяви (ТАК/НІ)	ТАК
електронною поштою (необхідно вказати адресу)	Zmushenko@gmail.com
поштою (необхідно вказати поштову адресу)	-
Номер мобільного телефону	+38091234567
Прошу надати послугу з приєднання електроустановок до електричних мереж та здійснити комплекс заходів з приєднання та первинного підключення електроустановок до електричних мереж. Оплату отриманих послуг гарантую.	
До заяви про приєднання додаються документи: 1) копія паспорта у разі відсутності унікального номера запису в Єдиному державному демографічному реєстрі 2) належним чином оформлений документ, що посвідчує право на представництво інтересів особи 3) копія документа, що підтверджує право власності чи користування об'єктом нерухомого майна 4) графічні матеріали із зазначенням (вказанням) місця розташування об'єкта (об'єктів) замовника, земельної ділянки замовника та прогнозованої точки приєднання (для об'єктів, що приєднуються до електричних мереж уперше); 5) ТЕО (у визначених цим Кодексом випадках, в інших випадках – за наявності); 6) інформаційна довідка-повідомлення (довільної форми) щодо наявності або відсутності намірів брати участь в аукціоні з розподілу річної квоти підтримки. У разі приєднання фотоелектричної станції, що розташована на об'єкті архітектури (дах, фасад), технічних засобів телекомунікації на об'єкті архітектури до заяви про приєднання додатково додаються: 1) копія документа, що підтверджує право власності чи користування об'єктом архітектури або право власності чи користування частиною об'єкта архітектури (дах, фасад) (у разі приєднання фотоелектричної станції); 2) копія договору з доступу (у випадку приєднання технічних засобів телекомунікації відповідно до Закону України «Про доступ до об'єктів будівництва, транспорту, електроенергетики з метою розвитку телекомунікаційних мереж»); 3) графічні матеріали із зазначенням (вказанням) місця розташування об'єкта (об'єктів) замовника, земельної ділянки замовника та прогнозованої точки приєднання (для об'єктів, що приєднуються до електричних мереж уперше); 4) лист-погодження від власника об'єкта архітектури, на якому буде здійснено будівництво та експлуатацію фотоелектричної станції, технічних засобів телекомунікації, щодо надання дозволу на улаштування точки приєднання на межі земельної ділянки власника об'єкта архітектури, на якому буде розташована відповідна фотоелектрична станція, технічні засоби телекомунікації. У разі приєднання індустріального парку, створеного відповідно до вимог законодавства України, замовником з приєднання індустріального парку додатково до заяви додаються: 1) копія документа на право власності чи користування земельною ділянкою, кадастрові номери земельних ділянок, на яких створено індустріальний парк; 2) копія витягу з Реєстру індустріальних (промислових) парків; 3) копія договору про створення та функціонування індустріального парку У разі приєднання до електричних мереж суб'єкта господарювання згідно з пунктом 4.1.11 глави 4.1 розділу IV Кодексу систем розподілу, затвердженого постановою НКРЕКП від 14.03.2018 № 310, до заяви про приєднання додаються технічні вимоги та/або вихідні дані, отримані від суб'єкта господарювання. Відповідальність за достовірність даних, наданих у заяві, несе заявник. Достовірність наданих даних підтверджую _____ (дата) (підпис) <i>Підтверджує згоду на автоматизовану обробку його персональних даних згідно з чинним законодавством та можливу їх передачу третім особам, які мають право на отримання цих даних згідно з чинним законодавством, у тому числі щодо кількісних та/або вартісних обсягів наданих за Договором послуг.</i> _____ (підпис)	

					ОЕ-91-01-01, 034	
Змн.З	Арк.А	№ докум.№	Підпис	Дата		101